

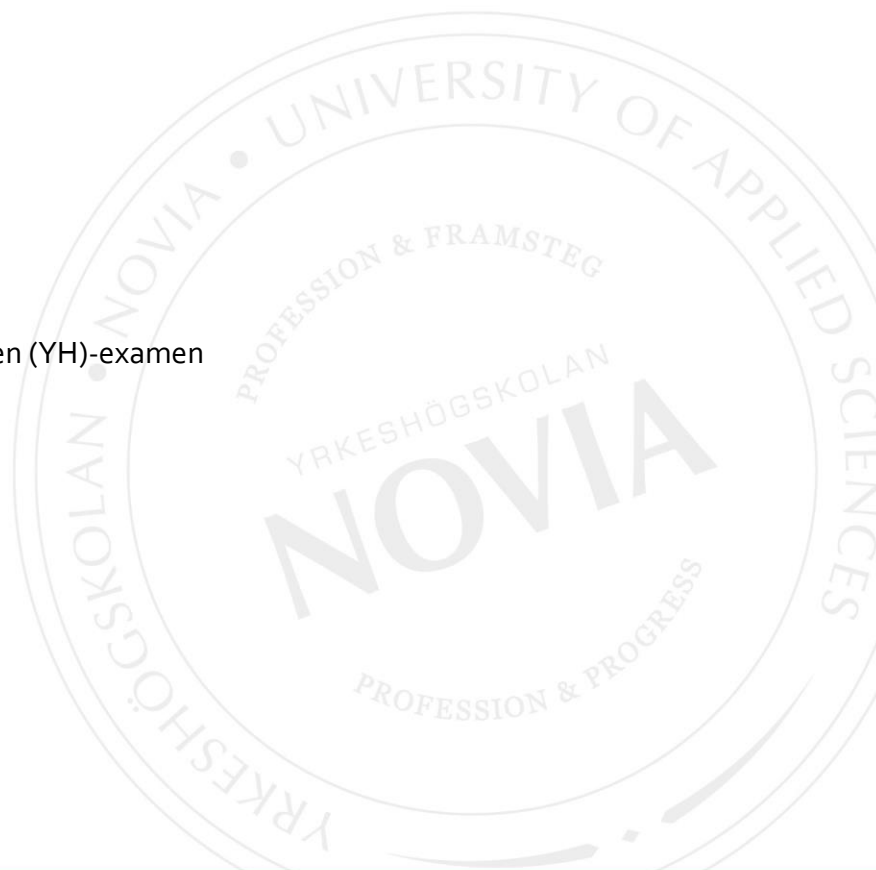
Vindkraftens produktionskostnader och lönsamhet – En jämförelse mellan Finland och Tyskland

Harri Hakala

Examensarbete för tradenomexamen (YH)-examen

Företagsekonomi

Vasa 2019



EXAMENSARBETE

Författare: Harri Hakala

Utbildning och ort: Företagsekonomi, Vasa

Inriktningsalternativ/Fördjupning: Ekonomiförvaltning

Handledare: Tom Lipkin

Titel: Vindkraftens produktionskostnader och lönsamhet – En jämförelse mellan Finland och Tyskland

Datum 16.5.2019 Sidantal 55

Bilagor 1

Abstrakt

Syftet med detta examensarbete var att undersöka kostnadsskillnader och att jämföra lönsamhet mellan Finland och Tyskland inom vindkraftsproduktionen. I undersökningen valdes att jämföra kostnader med den prisnivå som gällde inom branschen år 2017.

Som forskningsmetod användes en kvantitativ metod. Data och information samlades in och hämtades mestadels från nationella och internationella rapporter inom vindkraftsbranschen och energibranschen.

Resultatet i undersökningen visade att kostnaden för att producera elektricitet med vindkraft är i medeltal mindre i Finland. De faktorer som påverkade produktionskostnaden mest och som också varierade mest mellan länderna var vindresurserna och investeringskostnaden som båda var ogynnsamma för Tysklands del. Jämförelsen av lönsamhet gav inget svar eftersom insamlad data inte var tillräcklig för att jämföra de nationella stödsystemen sinsemellan.

Resultaten som visar produktionskostnaden för elektricitet kan inte sägas vara generaliserbara eftersom de i uträkningarna använda värdena till största del var grova estimeringar av den situation som gällde år 2017.

Språk: svenska
lönsamhet

Nyckelord: vindkraftsproduktion, produktionskostnader,

OPINNÄYTETYÖ

Tekijä: Harri Hakala

Koulutus ja paikkakunta: Liiketalous, Vaasa

Suuntautumisvaihtoehto/Syventävät opinnot: Taloushallinto

Ohjaaja(t): Tom Lipkin

Nimike: Tuulivoiman tuotantokustannukset ja kannattavuus – Vertaileva tutkimus Suomen ja Saksan välillä

Päivämäärä 16.5.2019 Sivumäärä 55

Liitteet 1

Tiivistelmä

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena oli tutkia eroavaisuuksia tuulivoiman tuotantokustannuksissa Suomessa ja Saksassa sekä vertailla tuulivoimatuotannon kannattavuutta Suomen ja Saksan välillä. Tutkimuksessa päädyttiin vertailemaan kustannuksia vuonna 2017 alalla vallitsevan kustannustason mukaisesti.

Tutkimusmenetelmäksi valittiin kvantitatiivinen menetelmä. Tutkimusaineisto kerättiin suurimmilta osin kansallisten sekä kansainvälisten tuulivoima-alan ja energia-alan toimijoiden raporteista.

Tutkimuksen tulokset osoittivat tuulivoiman tuotantokustannuksen olevan keskimäärin pienempi Suomessa. Tuotantokustannukseen eniten vaikuttavat tekijät sekä maiden välillä eniten toisistaan poikkeavat tekijät olivat tuuliresurssit sekä investointikustannukset, jotka osoittautuivat kumpikin epäsuotuisiksi Saksan osalta. Tässä tutkimuksessa ei päästy kannattavuuden vertailun osalta minkäänlaisiin tuloksiin, koska kerätty tutkimusaineisto ei ollut riittävä kansallisten tukijärjestelmien vertailemiseksi.

Tutkimustuloksissa esitetyt tuotantokustannukset eivät ole yleistettävissä niiden laskemisessa käytettyjen vuoden 2017 tilannetta kuvaavien tunnuslukujen karkeuden johdosta.

Kieli: ruotsi
kannattavuus

Avainsanat: tuulivoimatuotanto, tuotantokustannukset,

BACHELOR'S THESIS

Author: Harri Hakala

Degree Programme: Business Administration

Specialization: Financial Administration

Supervisor(s): Tom Lipkin

Title: Wind power production costs and profitability - A comparison between Finland and Germany

Date 16.5.2019 Number of pages 55

Appendices 1

Abstract

The purpose of this thesis was to investigate cost differences and compare profitability between Finland and Germany in wind power production. The study compares costs with the price level that applied in the industry in 2017.

A quantitative method was chosen as a research method. Data and information were collected and retrieved mostly from national and international reports in the wind power industry and the energy industry.

The results of the study showed that the cost of producing electricity with wind power is on average smaller in Finland. The factors that affected the production cost the most and which also varied most among the countries were the wind resources and the investment cost, both of which were unfavorable for Germany. The profitability comparison gave no results, as the data collected was not sufficient for the comparison of the national support schemes.

The results showing the production cost of electricity are not generalizable since the values used in the calculations were largely rough estimates of the situation that applied in 2017.

Language: Swedish

Key words: wind energy production, production costs,

profitability

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
1.1	Tidigare forskning.....	1
2	Syfte och forskningsfrågor.....	1
2.1	Avgränsning.....	2
3	Vindkraft.....	3
3.1	Vindkraft och branschens utveckling.....	3
3.2	Vindkraft i Finland	5
3.3	Vindkraft i Tyskland.....	7
3.4	Elmarknaden i Finland och Tyskland	10
3.5	Elpriset i Finland och Tyskland	12
3.6	Vindatlas och vindkapacitet i Finland och Tyskland	14
3.7	Kostnadsbedömning med LCOE kalkyl.....	17
4	Vindelens produktionskostnader	19
4.1	Kostnader före produktionsstart	20
4.1.1	Vindturbinen	21
4.1.2	Fundamentet	22
4.1.3	Vägarbeten	22
4.1.4	Anslutning till elnätet.....	23
4.1.5	Andra diverse kostnader	25
4.1.6	Finansiella kostnader.....	25
4.2	Kostnader under produktions-skedet.....	26
4.2.1	Underhållskostnader och driftskostnader.....	27
4.2.2	Landområde.....	27
4.2.3	Nedläggning och bortskaffande efter produktion	28
4.2.4	Fastighetsbeskattning.....	28
5	Stödmekanismer och lönsamhetsförebyggande avtal för vindelsproduktion	29
5.1	Elsäkringsavtal (PPA).....	30
5.1.1	Tariffsystemet i Finland	31
5.1.2	Premiesystem som baserar sig på anbudsförfarande i Finland	32
5.1.3	Trender inom stödpolitiken för förnybar energi	33
5.2	Stödsystemet i Tyskland.....	33
5.2.1	Premiesystem baserat på anbudsförfarande i Tyskland.....	36
6	Forskningsmetod, validitet och reliabilitet.....	37
6.1	Kvalitativa och kvantitativa metoder	37
6.2	Validitet, replikerbarhet och reliabilitet	37
7	Resultatredovisning	39

7.1	Jämförelse av produktionskostnad (LCOE) för nya vindkraftsprojekt år 2017 i Finland och tyskland	39
7.2	Sensitivitetsanalys för produktionskostnader.....	40
7.2.1	Sensitivitetsanalys för produktionskostnad i Finland och Tyskland	40
7.3	Skillnader i kostnader före produktionsstart.....	43
7.3.1	Anslutning till elnät.....	43
7.3.2	Finansiella kostnader	43
7.4	Skillnader i kostnader under produktionsskedet.....	43
7.4.1	Fastighetsbeskattning.....	43
7.4.2	Nedläggning och bortskaffande efter produktion	44
7.5	Jämförelse av intäkter och lönsamhet.....	44
8	Diskussion och slutsatser.....	45
8.1	Resultatdiskussion.....	45
8.1.1	Produktionskostnader	45
8.1.2	Skillnaderna i de olika produktionskostnaderna.....	46
8.1.3	Jämförelse av lönsamhet.....	46
8.2	Slutsatser	46
9	Förslag på fortsatt forskning	47
10	Källor	48

Bilagor

Bilaga 1. Uppgifter om till inmatningstariffsystemet godkända kraftverk 1.1.2017-31.12.2017	55
---	----

Förteckning över Figurer och Tabeller

Figur 1. Vindturbinens och produktionskapaciteten utveckling i storlek och global kumulativ kapacitet.	4
Figur 2. Global kumulativ kapacitet år 2000-2017.....	5
Figur 3. Utbyggnad områdesvis.....	9
Figur 4. Spot-priser 2004-2018	11
Figur 5. Elpriser 2006-2017	13
Figur 6. Historisk utveckling av kapacitetsfaktorn 1983 -2016	15
Figur 7. LCOE, kostnader under projektets livscykel.....	17
Figur 8. LCOE Formel	18

Figur 9. Historiska prisdata för installerad vindkraft 1983-2016.....	20
Figur 10. Index priser för vindturbiner 2008-2018.....	21
Figur 11. Sensitivitetsanalys för produktionskostnad i Finland	41
Figur 12. Sensitivitetsanalys för produktionskostnad i Tyskland	42
Tabell 1. Fullasttimmar i Tyskland	16
Tabell 2. LCOE formeln	18
Tabell 3. Anslutningspriser Fingrid	24
Tabell 4. Kapitalkostnader	25
Tabell 5. Kostnad för nedläggning USD/Megawatt	28
Tabell 6 Tabell för Stödtariffer i Tyskland	35
Tabell 7. Tabell över parametrar för simulering av LCOE uträkning	39
Tabell 8. Värden för Sensitivitetsanaly Finland	41
Tabell 9. Värden för Sensitivitetsanaly Tyskland	42

1 Inledning

Vindelsbranschen har expanderat i hög fart under det senaste årtiondet både nationellt och globalt. Antalet vindturbiner har ökat år efter år samtidigt som effekten på vindturbinerna har blivit större och effektiviteten har blivit bättre. Den teknologiska utvecklingen tillsammans med den snabba globala ökningen i produktionen av vindturbiner har svängt priskurvan för vindturbiner till en sjunkande kurva. Efter många år av stödprogram för vindkraften har vinden nu blivit en konkurrenskraftig energikälla inom energiindustrin. Nationella stödprogram för vindenergiproduktion söker sig nu efter mera kostnadseffektiva stödmodeller. En fortsatt lutande inlärningskurva och det växande antalet aktörer inom marknaden bidrar till en konstant ökande konkurrens inom branschen. Nationella energi och klimatstrategier har styrt expansionen av vindkraften på nationell nivå och därmed varierar andelen vindkraft och samtidigt samhällets godtagande av vindturbiner mycket på internationell nivå. Lönsamheten för vindkraftsprojekt är mycket beroende av den lokala miljön och alla de faktorer som påverkar i den lokala omgivningen för projektet.

Vilka är de faktorer som påverkar lönsamheten och produktionskostnaden på nationell nivå och vilken är skillnaden mellan vindkraftsprojekt på internationell nivå? Tyskland är ett av de världsledande länderna då det gäller vindkraftsproduktion och Finland har endast en liten bråkdel av den produktionskapacitet som Tyskland har då det gäller vindkraft. Därför är det intressant att veta vilka skillnader som råder inom de nationella marknaderna för vindkraft.

1.1 Tidigare forskning

Tidigare forskning om jämförelse av lönsamhet inom vindkraftsprojekt har gjorts om vindkraftens lönsamhet och produktionskostnader i Finland. I arbetet ”Tuulivoiman kustannukset ja kannattavuus Suomessa” av Anssi Puska år 2013 i Vaasan Ammattikorkeakoulu jämfördes lönsamhet mellan 4 vindkraftsprojekt med bokslutsanalyser. Resultatet visade att metoden inte var väl lämpad för att jämföra Vindkraftsprojekt. För att jämföra lönsamhet i vindkraftsprojekt genom bokslutsanalys skulle det behövas bokslut för en längre tidsperiod.

2 Syfte och forskningsfrågor

Syftet med examensarbetet är att undersöka kostnadsskillnader i vindkraftsproduktionen mellan Finland och Tyskland. För undersökningen har utarbetats två frågeställningar.

1. I vilket av länderna Finland och Tyskland är det billigare att producera vindkraft?
2. I vilket av länderna Finland och Tyskland är lönsamheten inom vindkraftsproduktion bättre?

2.1 Avgränsning

Detta arbete kommer att beskriva utvecklingen av den på land producerade vindkraften i Tyskland och Finland från den tidpunkt då en vindkraftsmarknad kommit till i länderna fram till dagens situation. Arbetet kommer att beskriva kostnaderna för vindelsprojekt samt att analysera eventuella skillnader i kostnaderna mellan Finland och Tyskland. De totala produktionskostnaderna kommer att jämföras med hjälp av LCOE uträkningar simulerade med landspecifika och tidsspecifika data. Data som kommer att användas för uträkningar avgränsas till data relaterat till år 2017. Året 2017 valdes för att det inte skedde en ökning av ny vindkraftskapacitet i Finland år 2018. Statliga stödsystem för vindelsproduktion kommer att presenteras och jämföras.

3 Vindkraft

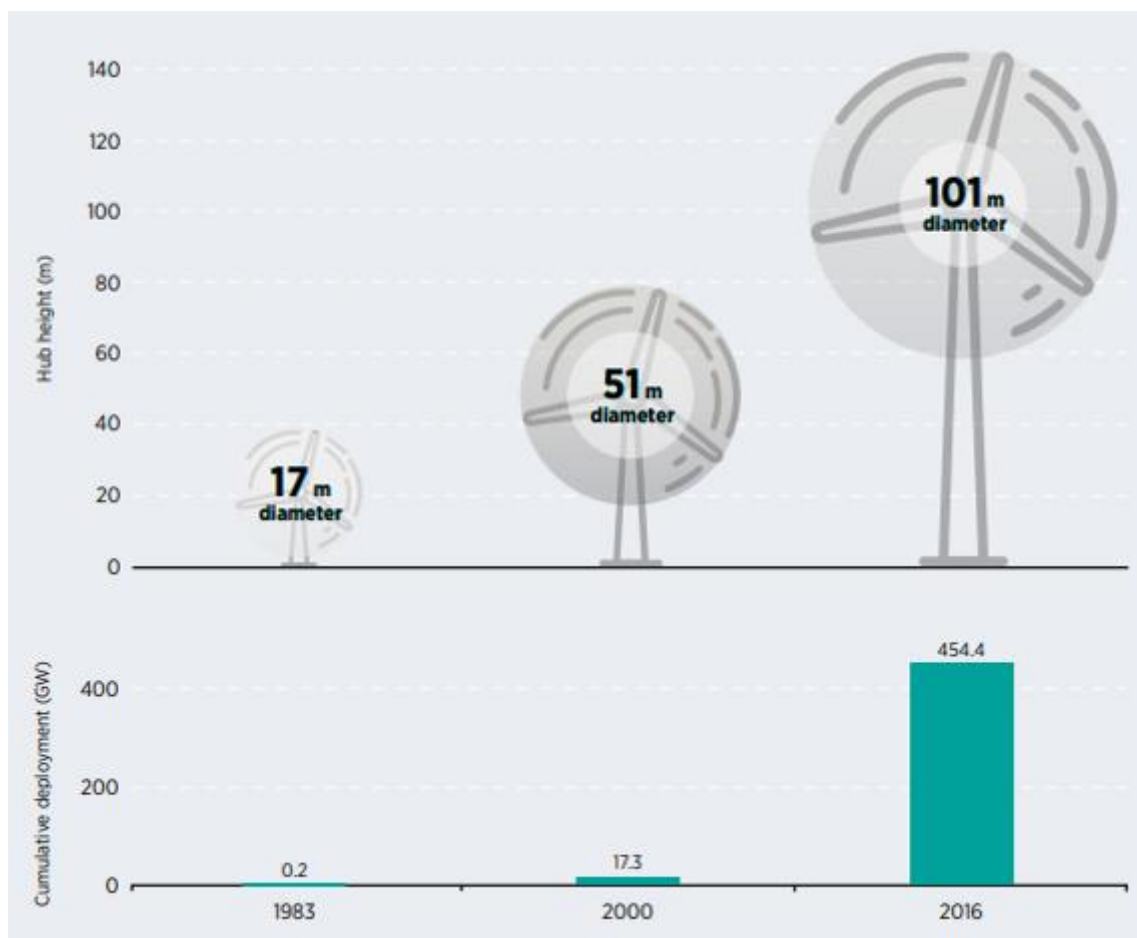
I detta kapitel presenteras först vindkraftsbranschens utveckling i form av statistisk överblick. Därefter ges en kort historisk överblick över branschens utveckling i Finland och Tyskland. Därefter beskrivs elmarknadens funktion i Finland och Tyskland varefter elprisernas utveckling presenteras och elräkningens innehåll presenteras landsenligt. I slutet av kapitlet beskrivs de rådande vindförhållandena i länderna och LCOE-kalkylen för kostnadsbedömning presenteras till sist.

3.1 Vindkraft och branschens utveckling

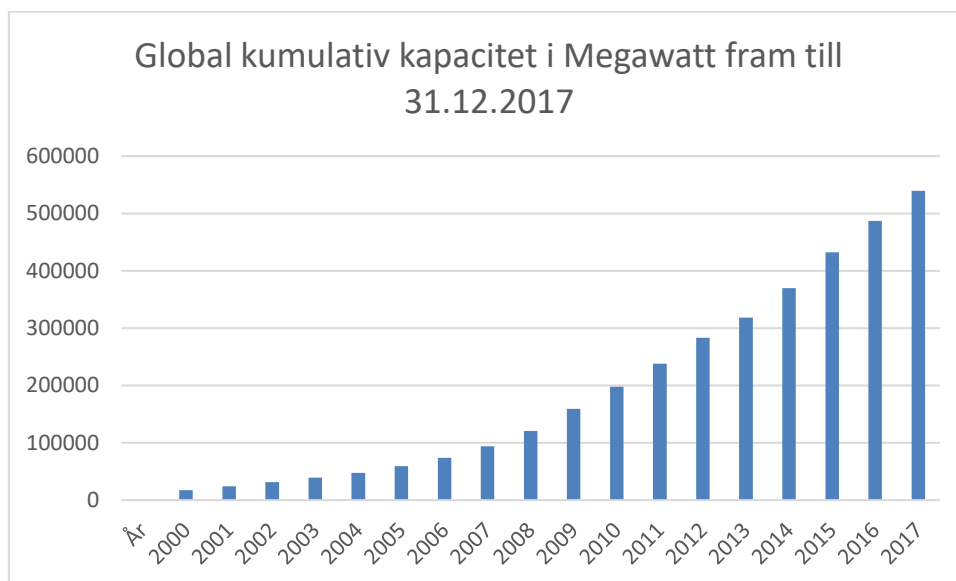
Vindkraften är en förnybar energiform och i produktionen av vindenergi uppstår inget utsläpp i naturen d.v.s. i vattnet, luften eller i marken. Vindkraft produceras när rörelseenergin från vindens luftflöde omvandlas till elektricitet med vindturbiner. Vindkraften skiljer sig från den konventionella elproduktionen eftersom produktionsmängden av vindel varierar från dag till dag på grund av förändringar i vindkapaciteten. Ett vindkraftverk kräver en vindstyrka på 3 m/s för att komma igång och klarar av en maximal vindstyrka på ca 25 m/s varefter högre vindstyrkor gör det på grund av en ökad skaderisk på kraftverket lönsamt att tillfälligt köra ner kraftverkets elproduktion. Livslängden för ett vindkraftverk på land varierar mellan 20 och 25 år. (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2019)

Ett vindkraftverk kunde år 2008 producera 160 gånger mera elektricitet och till ett pris som var mera än hälften billigare jämfört med de vindkraftverk som fanns på marknaden 20 år tidigare (Blanco, 2008). Storleken på vindkraftverken har ökat konstant och den har fördubblats med fyra års mellanrum sedan 1980-talet. År 2000 var de största kraftverkens torn mellan 60 och 90 meter höga och rotorbladens diameter var 80 meter när den nya generationens vindkraftverk år 2015 hade torn på upp till 140 meter med en 120 meters diameter på rotorbladen. Effekten har samtidigt också ökat från 2 MW till en effekt på 3-5 MW. Antalet vindturbiner i vindkraftsanläggningar har också ökat från endast 1-4 stycken upp till tiotals vindturbiner eller ända upp till hundratals turbiner vid de största anläggningarna i Europa. På grund av en snabb tillväxt inom marknaden har också massproduktionen av vindturbiner gjort det billigare att producera vindel. I dagens läge är det inte längre billigare att producera elektricitet med fossila bränslen som kol och olja (Wizelius, 2015, s. 18). På platser med tillräcklig vindkapacitet och bra tillgänglighet är produktion med vindturbiner redan ett av de mest kostnadseffektiva sätten att producera

elektricitet. Ifall den tekniska utvecklingen fortsätter, kommer vindkraftens konkurrenskraft att fortsätta öka under de kommande årtiondena. (Taylor, 2012)



Figur 1. Vindturbinens och produktionskapaciteten utveckling i storlek och global kumulativ kapacitet. Figuren ovan visar utvecklingen på storleken av vindturbiner i samband med den kumulativa utvecklingen av den globala vinkraftskapaciteten i gigawatt under tidsperioden 1983-2016 (IRENA, 2018).



Figur 2. Global kumulativ kapacitet år 2000-2017.

Figuren ovan visar utvecklingen av den totala globala mängden installerad vindelskapacitet i Megawatt. (Bundesverband Windenergie, 2018)

Vindkraftens mängd ökar för tillfället snabbt i världen och har mellan åren 2000 och 2017 vuxit från 17,4 gigawatt till 539,5 gigawatt och har alltså haft en tillväxt på 3100% eller en årlig genomsnittlig tillväxt på över 22%. (Bundesverband Windenergie, 2018)

3.2 Vindkraft i Finland

Finland har bra förutsättningar för vindkraftsproduktion tack vare den långa kustlinjen landet har. Dessutom ökar det kalla klimatet i Finland på vindturbinernas effektivitet. Finland tog år 2011 i bruk sitt stödtariffsystem för att främja produktionen av den förnybara energin. Största delen av de andra EU-länderna har också tagit i bruk en form av ett tariffsystem för att utveckla produktionen av den förnybara energin. Finland tog i bruk sitt tariffsystem ganska mycket efter Tyskland då de som första land med ett stödsystem tagit i bruk sitt tariffsystem redan år 1991.

Den finländska lagstiftningen gällande elproduktion uppdaterades efter en lång väntan först år 1980 efter att ingen lagförändring hade kommit till sedan år 1928. Oljekrisen år 1973 påverkade inte tillgängligheten på energi i Finland på samma nivå som den annars gjorde

internationellt. Detta p.g.a. att handelsavtal med Sovjetunionen säkrade en bättre tillgång till energi för Finlands del. Ekonomiska depressionen i början av 90-talet påverkade energipolitiken så att istället för att energipolitiken skulle ha utvecklats i samband med miljöpolitiken, utvecklades energipolitiken hand i hand med den ekonomiska politiken. I början av 90-talet var inmatningstariffen för energiproduktion i politisk diskussion i Finland och tariffen relaterades specifikt till produktion av vindkraft. Inmatningstariffen passade ändå inte in med den dåvarande energipolitiska inriktningen. År 1994 nekades förslaget om att göra eldistributörerna skyldiga att köpa med förnybara energikällor producerad elektricitet till ett fast pris. Förslaget ansågs höja elpriset i närheten av vindkraftverk och ställa elkonsumenterna i ojämn ställning. Miljöpolitikens påverkan i den finländska energipolitiken började ordentligt först efter att EU år 2010 gav förpliktelser till förändring med sitt energi- och klimatkpaket. (Salo, 2015, ss. 65,68)

Före tariffsystemet togs i bruk år 2011 stöddes vindkraften i Finland främst av investeringsstöd. Investeringsstöd var möjligt att få ända upp till 40 % av investeringskostnaden. Kravet för att få investeringsstöd var att investeringen skulle innehålla ny teknologi. Detta krav uteslöt samtliga projekt från att få investeringsstöd. Enligt (Lagen om punktskatt på elström och vissa bränslen 1260/1996) stöddes vindkraftverk med 6,90€/MWh för att producera el. Stödet avslutades i samband med uppdateringen av lagen år 2011. Miljöministeriet gav år 2010 bidrag till kommunerna med en summa på 1,5 miljoner euro för landplanering för vindkraftverk. (Lindroos, Soimakallio, & Savolainen, 2012)

Regeringen framförde år 2010 sitt energipaket som innehöll förpliktelser om att öka på mängden förnybar energi i Finland. Lagen om stöd till produktion av el från förnybara energikällor (1396/2010) kom i kraft genast följande år 2011 och inmatningstariffen infördes till produktionen av förnybar energi. Inmatningstariffen satte speciellt fart på vindenergiproduktionen i Finland. Det tariffsystem som togs i bruk i Finland är mest anpassat för produktion i större skala. Som motsats till stödmodellen i Tyskland passiverar den finländska stödmodellen medborgarna till att endast medverka som elkonsumenter istället för att få dem att engagera sig till delägarskap i kraftverksprojekt och bli anhängare för ny produktion istället för att vara motståndare för den. (Salo, 2015, ss. 68-69)

Mängden vindkraftsprojekt under planering ökar konstant i Finland. För tillfället finns det projekt accepterade i kommunplanen som har bygglov till en mängd på 3800 MW och

dessutom finns det projekt som är accepterade i kommunalplanen till en mängd på 3100 MW. Detta betyder att det finns en mycket betydlig mängd projekt som är helt eller nästan färdiga för att byggas. Dessa projekt skulle tillsammans ha en årsproduktion på 26 TWh. Det utsatta energimålet för vindenergibranschen fram till år 2030 är att producera 30 % av den totala elproduktionen. När det krävs ca 30 TWh för att nå detta mål på 30 % av årsproduktionen skulle målet kunna nås mycket snabbt med dessa redan färdigplanerade och till största delen helt byggfärdiga projekt. Enligt en kartläggning gjord av Suomen Tuulivoimayhdistys är den totala mängden planerad vindkraft för tillfället, då man också räknar med projekt som är i tidigare stadier ca 16 500 MW. (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2019)

3.3 Vindkraft i Tyskland

I början av 90-talet startade en stor förändring inom energisektorn i Tyskland. Denna förändring är i Tyskland och även internationellt känd under namnet *Energiewende*. Energiewende är en förändringsvåg som började utforma energisektorn i Tyskland och har med tiden kommit med ett flertal olika förändringar inom energisektorn i Tyskland. I dagens läge innebär Energiewende en decentralisering av energiproduktionen i Tyskland, med focus på att satsa starkt på förnybar energi och energibesparing och förutom detta också en total nedkörning av produktionen av kärnkraft i Tyskland före slutet av år 2022. (Salo, 2015, ss. 9-10)

Utvecklingen av förnybar energiproduktion i Tyskland startade i mitten av 70-talet efter den internationella energikrisen år 1974. Då började regeringen stöda utvecklingen och använde 20 miljoner tyska mark till utvecklingsprogram för förnybara energikällor. Stödet ökade därefter årligen ända upp till 300 miljoner tyska mark år 1982 och sjönk därefter till 164 miljoner till år 1986. Under åren mellan 1977 och 1989 gav de ca 40 forsknings- och utvecklingsprogram som bildats med dessa pengar en chans för företag och forskningsinstitut att utveckla och testa vindturbiner. På 80-talet gavs det investeringsstöd till 14 turbinproducenter för att producera en sammanlagd mängd om 124 turbiner. Kärnkraftsolyckan i Tjernobyl år 1986 påverkade starkt det tyska folkets attityd mot kärnkraft och följande år 1987 meddelade den dåvarande förbundskanslern Helmut Kohl att klimatförändringen var det största miljöproblemet som finns. Efter dessa händelser var folkets allmänna åsikt att en förändring måste ske inom energiproduktionen. År 1988 startades två stora statliga program för att främja produktionen av förnybar energi. Ett program för vindkraft och ett för solenergi. Detta ledde till att en marknad för vindenergi

blev född. Det första stödsystemet för vindel betalade 0,04€ /kWh och hade som mål att bygga upp en kapacitet på 250 MW. Elinmatningslagen (Stromeinspeisungsgesetz) kom i kraft år 1991 och elbolagen blev skyldiga att koppla in med vissa typer av med förnybara energikällor producerad el och bland dessa också vindkraftsproducerad el i sitt elnät och dessutom betala ett utsatt pris för elen. Det som möjliggjorde att denna lag kom att komma i kraft utan större motstånd var att de tyska energiföretagen under denna tid var distraherade av att dela upp den nya marknaden i Östtyskland efter återföreningen av Tyskland. (Salo, 2015, s. 40) Denna elinmatningslag gjorde det möjligt för mindre producenter av förnybar energi att kopplas till elnätet och få sin elproduktion såld. Detta hade inte varit möjligt tidigare p.g.a. den stora kostnaden för att ansluta sig till elnätet. Minimipriset som elnätsoperatören var skyldig att betala för den inmatade elen gjorde det lönsamt att investera i vindkraftverk. Eftersom den nya lagen prioriterade den mest lönsamma energikällan och de andra förnybara energikällorna på marknaden inte ännu hade utvecklats tillräckligt för att kunna tävla med lönsamheten för vindel blev det vindelsbranschen som gynnades och detta orsakade en snabb tillväxt i utbyggnaden av vindkraften i Tyskland.

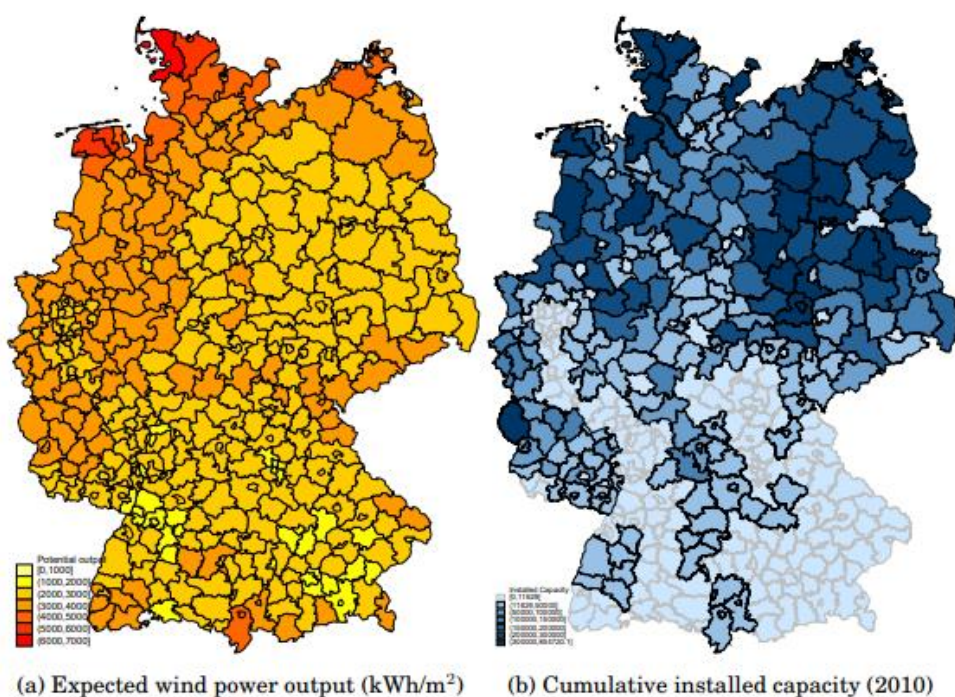
De sista kärnkraftverken som kommit att byggas i Tyskland, byggdes mellan åren 1986-1992. Efter kärnkraftsolyckan i Fukushima år 2011 bestämde rikskanslern Angela Merkel att planen för att lägga ner alla kärnkraftverk fram till år 2020 skulle förändras genom att de 7 äldsta kraftverken i landet omedelbart skall läggas ner. Det tyska folket är överlag rädda om sin omgivning och finner det därför lätt att följa sin *Vorsorgeprinzip*, en så kallad försiktighetsprincip för att minimera risken för framtida katastrofer som ofta kan ha kolossala konsekvenser. Planen för att ersätta kärnkraften var att tillfälligt öka på användningen av kolkraft och naturgas tills den förnybara energin kan ta över denna elproduktion. (Neiva de Figueiredo & Guillén, 2014, ss. 87,88)

Lagen om förnybar energi Erneuerbare Energie Gesetz som förkortas "EEG" kom ikraft år 2000 och införde en inmatningstariff för att göra det mera lockande att investera i förnybar energi. Samtidigt överfördes också kostnaderna för anslutning till elnätet till elproducenterna och nätoperatörerna blev skyldiga att köpa förnybar el och att koppla upp förnybar energi till elnätet. EEG uppdaterades igen år 2004 och då överfördes också kostnaderna för anslutning till elnätet över till elnätsoperatörerna. Tariffsystemet i Tyskland konstruerades så att även mindre företag och medborgarföreningar kunde vara med och producera förnybar energi. År 2013 var över hälften av all kapacitet inom vindelsproduktionen medborgarägd i Tyskland. Möjliggörandet av medborgarnas deltagande på denna nivå har fått folket att tro på den stora energiförvändningen och utan

detta stöd av majoriteten av befolkningen hade inte en så stor och snabb utbyggnad av den förnybara energin varit möjlig i Tyskland. (Salo, 2015, ss. 52, 125)

EEG uppdateringen 2004 medförde en förändring som i produktionsstödet storlek tar hänsyn till var i Tyskland vindparken finns och därefter varierar stödet områdesvis enligt områdets uträknade vindpotential. Lagen uppdaterades år 2004 med en specificering av nedre gräns för effektiviteten för elproduktion för att vara berättigad till produktionsstöd. Det nya gränsvärdet var 60% av referensvärdet för kraftverkstyp. Uppdateringen gjordes för att förhindra byggnaden av vindkraftverk på områden med dåliga vindförhållanden. (Hitaj;Schymura;& Löschel, 2014).

The Impact of a Feed-in Tariff on Wind Power Development in Germany



Figur 3. Utbyggnad områdesvis

Bilden ovan visar hur utbyggnaden av vindkraften har följt de mest vindrika områden i Tyskland. Kartan till vänster visar vindkapaciteten områdesvis enligt en mörkare färg för högre vindkapacitet. Kartan till höger visar utbyggnaden av vindkraft enligt en mörkare färg för större kapacitet. (Hitaj;Schymura;& Löschel, 2014, s. 10)

År 2014 uppdaterades EEG igen och för att bättre integrera den förnybara energin in på marknaden blev alla nya kraftverksprojekten skyldiga att införa direkt marknadsföring för sin energiproduktion. Den förnybara energins andel av totala elkonsumtionen i Tyskland fick som mål att öka till 40%-45% före år 2025 och 55%-60% fram till år 2035 och slutligen till 80% fram till år 2050. För den på land producerade vindkraftens del blev ett mål utsatt till att öka kapaciteten årligt med en kapacitet på 2,5 gigawatt. Lagen stadgade också att från och med år 2017 skulle produktionsstödet till nya kraftverk för förnybar energi övergå till att betalas genom stöd baserat på anbudsförfarande. (International Energy Agency, 2016)

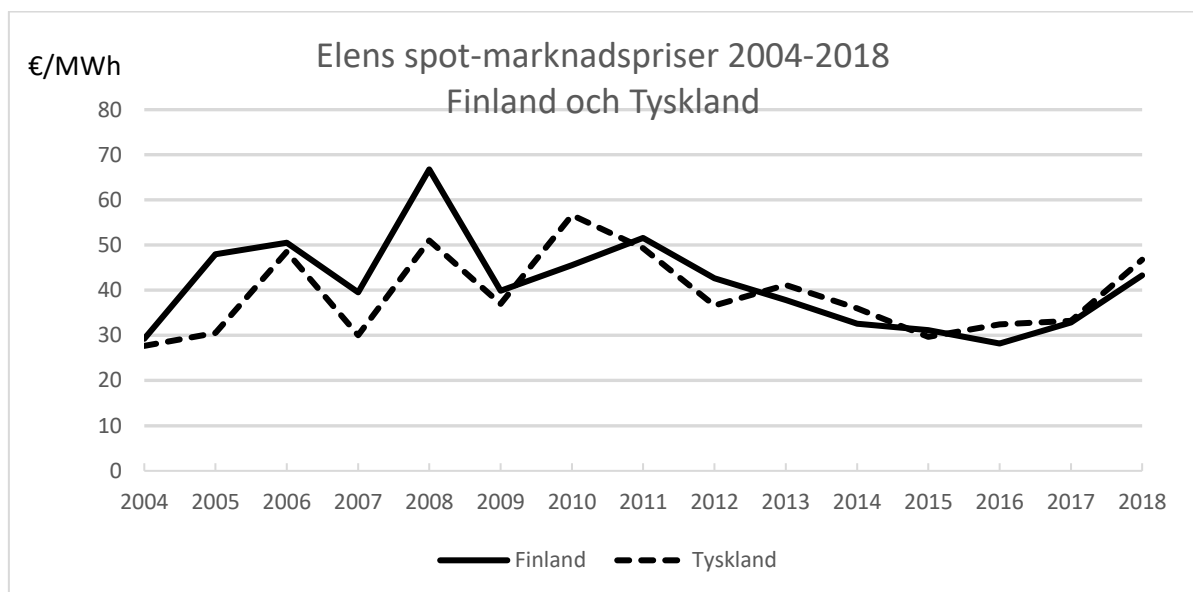
Den nyaste uppdateringen av EEG är från år 2017 och denna lag medförde en mera detaljerad tidsplan för anbudsrounderna för stöd baserat på anbudsförfarande. För den på land producerade vindkraftens del sattes det ut datum för auktionerna för de tre första åren. Det första året 2017 skulle 3 auktioner ordnas med en total kapacitet på 2800 MW och under år 2018 och 2019 ordnas det fyra auktioner årligen varav varje auktion skall innehålla en kapacitet på 700 MW. Från och med år 2020 skall det ordnas tre auktioner årligen. (Allen & Overy, 2016)

3.4 Elmarknaden i Finland och Tyskland

Överföring av den producerade elen fungerar relativt enkelt i dagens läge, men när det kommer till lagring av el är det en helt annan sak och dessutom dyrt ännu för tillfället. Eftersom lagring av el inte är ett alternativ måste den producerade mängden elektricitet motsvara den förbrukade mängden för varje stund. Det är elmarknadens uppgift att göra det enklare för utbudet och efterfrågan på elen att mötas och därmed säkra leveransen av el till ett förmånligt pris. Energibolag köper eller producerar den mängden el på marknaden som de har lovat leverera till sina kunder. På elens finansmarknad finns det olika slags produkter i form av kontrakt vars tidsbundenhet varierar. Dessa terminskontrakt finns till för att hantera risken med fluktuationer i elpriset. Kontrakt finns enligt medelpriser för ett år, ett kvartal, en månad, en vecka eller en dag. Dessa produkter kan köpas och säljas under bestämda tider beroende på medelprisets tidsperiod. Kontrakt baserade på års-medelpriser kan det göras affärer med upp till 10 år på förhand och produkter med dags-medelpris kan köpas och säljas upp till 10 dagar på förhand. (Kujala, Pitsinki, Rautakivi, & Rätty, 2018, ss. 28-30)

Då man talar om elmarknadens spot-priser är det frågan om Day-ahead eller intraday-marknadens realiserade marknadspriser. Day-ahead-marknaden finns till för att energibolagen skall kunna köpa el enligt sin prognos för kundernas energibehov för följande

dag. Det kan ibland vara oerhört svårt att estimeras kundernas kommande energibehov. Större temperaturförändringar kan t.ex. orsaka stora variationer i kundernas energibehov. Säljarna och köparna ger sina anbud för varje timme för den kommande dagen. Denna procedur upprepas varje dag och anbudet skall vara inne före klockan 13 varje dag. (Kujala, Pitsinki, Rautakivi, & Rätty, 2018, s. 30) Marknadsoperatörerna, som i Finlands fall är Nord Pool (Nord Pool, 2019) och i Tysklands fall European Energy Exchange (EEX, 2019), samlar varje dag in anbudet och framställer på basis av dessa, för varje timme, den volym som säljs och ett medelpris som blir det gemensamma försäljningspriset för alla parter. Eftersom det är ytterst svårt att förutspå en vindturbin elproduktion med tillräcklig noggrannhet enskilt för varje timme med tillräcklig noggrannhet behöver det ofta göras korrigeringar i den sålda produktionen. Detta kan göras på Intraday-marknaden som är öppen dygnet runt. Där kan man göra affärer om volymer till de pris som finns tillgängliga enligt utbud och efterfrågan ända fram till 30 minuter före den timme man gör affärer om. (Kujala, Pitsinki, Rautakivi, & Rätty, 2018, ss. 32-33)



Figur 4. Spot-priser 2004-2018

Grafen ovan visar spot-marknadsprisets utveckling enligt årliga genomsnittspriser för åren 2004-2018. (Nordpool, 2019), (Fraunhofer ISE, 2019)

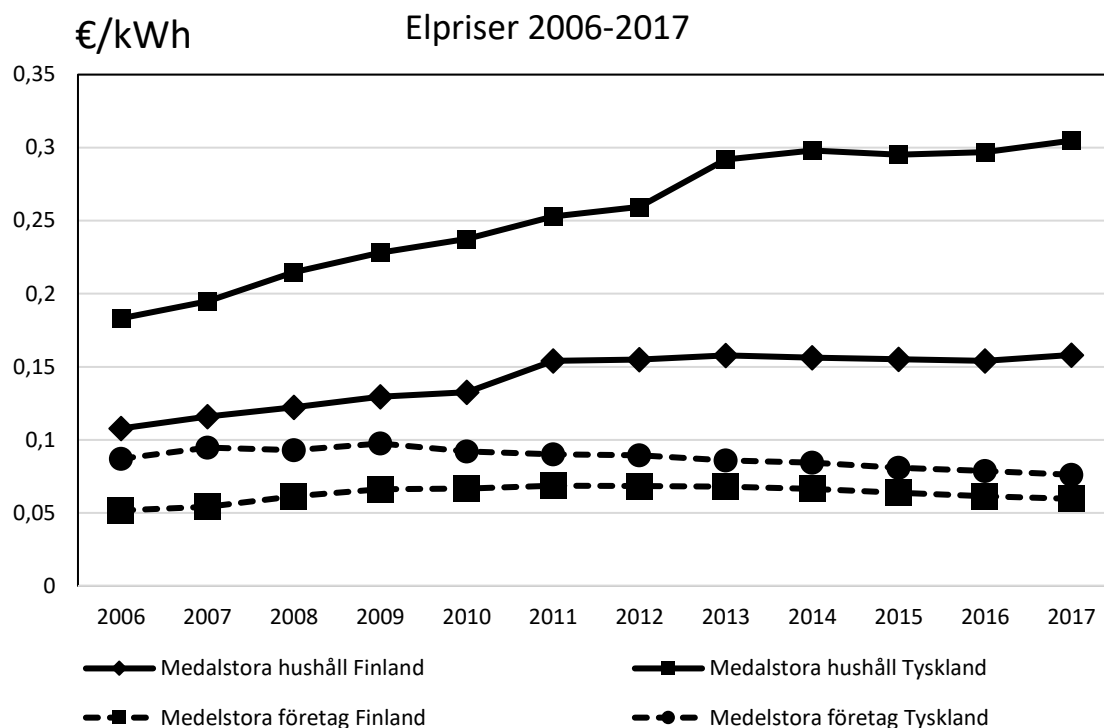
Det är omöjligt att veta hur elens marknadspriser utvecklas i framtiden, men det har ändå gjorts prognoser på hur man tror det skall se ut. Enligt en relativt ny prognos kommer elpriset i Finland som för tillfället är på en högre nivå, att sjunka tillbaka till en nivå på ca 37

euro/megawattimme efter året 2020 och därefter kommer priset att stagnera på denna nivå fram till år 2028. (Kujala, Pitsinki, Rautakivi, & Rätty, 2018, s. 109)

3.5 Elpriset i Finland och Tyskland

Elpriset i Finland består av elenergi priset, överföringstjänsten, mervärdesskatt, elskatt och en försörjningsberedskapsavgift. Energi prisets andel av en konsument el faktura varierar mellan 40% och 50%. Detta pris består av en fast månatlig grundavgift och en avgift enligt förbrukad energi. Denna del av elfakturan kan konkurrenssättas mellan elbolagen. Det fasta priset för allmän el består av en summa som räknas enligt cent/kilowattimme. Priset för tidsel som delas upp på nattenergi och dagenergi består av en summa av olika priser för natt och dag enligt cent/kilowattimme. Priset för överföringstjänsten via elnätet innehåller avgifter för överföring, balansavräkning, och mätningen av energiförbrukningen. Elöverföringstjänsten kan inte konkurrenssättas, men för att priset skall hålla sig på en skälig nivå, övervakas priset på denna tjänst av Energimyndigheten. Balansavräkningen är en utredning av försäljningsandelarna för den sålda mängden energi av elens minutförsäljare. Detta pris påverkas av kostnaderna för elöverföringen i det använda elnätet. Dessa kostnader består av kapitalkostnader, underhållskostnader och driftskostnader. Företagskunder och andra storkunder kan faktureras enligt avtal med tariffpriser.

Det finns allmänna tariffen, tidstariffen och effekttariffen för både överföringstjänsten och elenergin. Effekttarifferna är väl lämpade endast för fakturering av företag eller andra stora kunder. Tarifferna är fritt valbara, vilket innebär att kunden själv kan välja önskad tariff. Dessutom kan man välja av varandra oberoende tariffen med olika strukturer för överföringstjänsten och elenergin. (Energiavirasto, 2018)



Figur 5. Elpriser 2006-2017

Grafen ovan visar det totala elprisets utveckling för medelstora hushåll och medelstora företag i Finland och Tyskland. (Eurostat, 2018)

Elpriset i Tyskland består av elenergi priset, överföringstjänsten, tilläggsavgiften för förnybar energi, mervärdesskatten, elskatten och vissa andra tilläggsavgifter. Elenergi priset är ca 21% av totalpriset och innehåller elbolagets kostnader för inköp av elektricitet och elbolagets vinstmarginal på den sålda elen. Priset för överföringstjänsten som är 24,7% av det totala priset innehåller kostnader för användning av nätbolagets elnät. Priset på överföringstjänsten regleras av den tyska energimyndigheten d.v.s. *Bundesnetzagentur*. Tilläggsavgiften för förnybar energi är 23,1% av det totala priset. Tilläggsavgiften *Erneubare Energien-Umlage(EEG-Umlage)* finns till för att betala för det garantipris som producenterna av förnybar energi får för sin elproduktion. Mervärdesskatten på elektricitet är 19% och dess andel av det totala priset är ca 16%. Elkonsumtionsskattens andel av priset är 7%. Elskatten i Tyskland är även känd under namnet ekologisk skatt. Dessutom betalar man i Tyskland en så kallad Koncessionsavgift i elpriset. Avgiften är i medeltal 5,6% av elpriset och är en avgift som elnätet betalar när allmän mark används för elnätet. Denna kostnad överförs till elförbrukaren genom koncessionsavgiften. Från och med år 2018 betalar elförbrukaren också en ansvarsavgift för till havs producerad vindkraft. Andelen är ca 0,1% och är en utgift som kommer från förseningskostnader för försenad koppling till

elnätet av till havs producerad vindkraft. Elförbrukaren betalar också för det garantipris som producenterna av kombinerad värme och el skall få för den el de säljer. Denna tilläggsavgift är 1,2% av elpriset. (Thalman & Wehrmann, 2018)

3.6 Vindatlas och vindkapacitet i Finland och Tyskland

Både Finland och Tyskland är skogrika områden och därför är det i båda länderna typiskt för vindturbiner att de har ett högt torn med långa turbinblad. En typisk höjd för ett torn i Tyskland är mellan 134-141 meter när höjden i Finland under åren 2015-2016 var 120-144 meter (Suomen Tuulivoimayhdistys Ry, 2017).

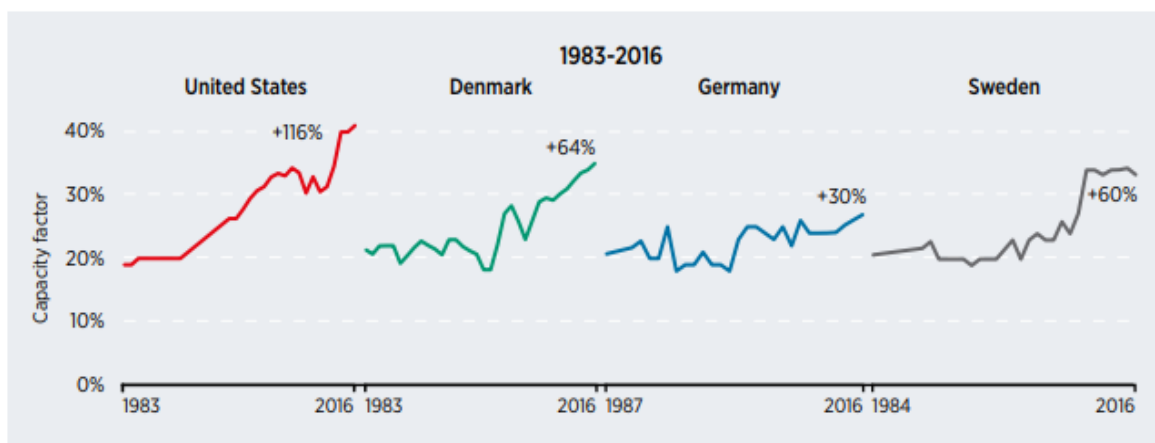
Vindenergi finns överallt i världen och det har uppskattats att den energimängd som skulle vara möjlig att utnyttjas av vindkraftverk d.v.s. vindpotentialen skulle vara över 10 gånger så stor som den totala elförbrukningen i världen. Storleken på vindturbinen påverkar positivt på dess vindförhållande eftersom vindhastigheten ökar enligt höjden. Vindförhållandena i Finland är relativt bra lämpade för att producera vindenergi. Vindens medelhastighet på 100 meters höjd vid sjöområden är 8,5-10 m/s, i skärgården och vid kusten 7,5-9,5 m/s, fjällområden i Lappland 6,5-8 m/s och i inlandet 6,5-7,5 m/s. Jämförelsevis är vindförhållandena i inlandet i Tyskland betydligt sämre än i inlandet i Finland. Enligt en uträkning av VTT från år 2017 skulle den nya tekniken inom vindkraftsproduktionen göra det möjligt att producera över 300 terawattimmar årligen med vindkraft och denna uträkning tog endast i beaktande områden med bästa vindpotential. I jämförelse är den totala årliga elkonsumtionen i Finland 86 terawattimmar. (Suomen tuulivoimayhdistys Ry, 2018)

En studie utförd av de tyska förbundsländernas miljöbyrå (Umweltbundesamt, UBA) år 2013 visar att 13,8% av Tysklands yta teoretiskt skulle kunna användas till vindenergiproduktion. Detta område har en vindpotential på runt 2900 terawattimmar årligen men i praktiken är ytan betydligt mindre än 13,8% eftersom naturliv, de ekonomiska aspekterna, lokalbefolkningens åsikter och diverse andra faktorer måste tas i beaktande vid utbyggnad av vindkraften (Lütkehus & Salecker, 2013). En studie från år 2012 visar att realistiskt skulle ca 2% av landarealen i Tyskland kunna användas till att producera vindenergi. Dessa områden skulle ha tillräckligt bra vindförhållanden för att producera vindenergi effektivt och detta område skulle ha en vindpotential på 400 terawattimmar vilket motsvarade ca 65% av den totala årliga elkonsumtionen i Tyskland som var 603 terawattimmar år 2010. (Pfaffel, o.a., 2012, s. 65) Den totala årliga elkonsumtionen i

Tyskland har inte stigit sedan år 2010 och var år 2017 ca 600 terawattimmar. (Appunn, Bieler, & Wettengel, 2018)

Vindatlasmodeller är viktiga verktyg som används för att välja lämpliga platser för vindturbiner. För att hitta den rätta platsen bör det göras en analys som tar hänsyn till områdets vindpotential och variationer i vindhastigheten. För en analys kartläggs först lokala vindförhållande med data från vindatlasprogram som är utvecklade för att få fram specifika data om vinden på olika höjder på ett visst område. När potentiella platser har hittats görs ännu vindmätningar på plats under minst ett års tid för att säkerställa sig om platsens duglighet. Vindatlasprogram räknar ut sina resultat baserat på historiska data från väderleksprognosmodeller, mätstationer och terrängkartor och kan därmed ge specifik information om vinden på en bestämd plats enligt de områdesspecifika karaktärer som påverkar vindens beteende på lokal nivå. Det finns mängder med olika vindatlas för olika områden och som exempel har Finlands vindatlas utvecklats för att beskriva de lokala vindförhållandena i Finland. Denna vindatlas har utvecklats i samarbete av meteorologiska institutet och Motiva Oy på begäran och bekostnad av Arbets- och näringsministeriet. (Työ- ja elinkeinoministeriö, Ilmatieteenlaitos och Motiva Oy, 2010, ss. 5-6)

När man räknar ut produktionskostnaden för vindkraftverk använder man sig ofta av *fullasttimmar* som beskriver antalet timmar vindturbinen producerar el med full effekt under ett års tid. I stället för fullasttimmar kan man använda nyckeltalet *Kapacitetsfaktor* som ger samma antal timmar per år som en procent mellan 0 och 100 %. Som exempel motsvarar 2800 fullasttimmar (2800h/8760h) en kapacitetsfaktor på 32 %. (Wizelius , 2007, ss. 150-151)



Figur 6. Historisk utveckling av kapacitetsfaktorn 1983 -2016

Grafen ovan visar en historisk utveckling av onshore vindturbiners kapacitetsfaktor enligt land. Skärmbild: (IRENA, 2018, s. 103)

Kapacitetsfaktorns utveckling kan förklaras med en teknologisk utveckling samt att utnyttjandet av vindresurserna har blivit bättre. Antalet olika modeller av vindturbiner har ökat signifikant under de senaste åren, vilket ger en möjlighet att välja en mera lämplig och effektiv vindturbin för de lokala vindförhållandena. Från grafen ovan kan avläsas att kapacitetsfaktorn i Tyskland har år 2016 varit i genomsnitt ca 27 % och att kapacitetsfaktorn i Sverige har varit ca 32 %. (IRENA, 2018, s. 103)

Tabell 1. Fullasttimmar i Tyskland

Kustområde	3200 timmar/år
Norra Tyskland	2500 timmar/år
Centrala Tyskland	1800 timmar/år

Tabellen ovan visar typiska mängden fullasttimmar för vindturbiner på land vid vindkraftsområden vid kusten, norra Tyskland och Centrala Tyskland. Enligt: (Fraunhofer ISE, 2019, s. 12)

Enligt Hokka varierade kapacitetsfaktorn för till tariffsystemet mellan år 2012 och 2015 godkända Finländska vindkraftverk mellan en nivå 30 % och 32 %. (Hokka, Tuulivoiman oppiminen ja teknologinen kehitys, 2017, s. 63)

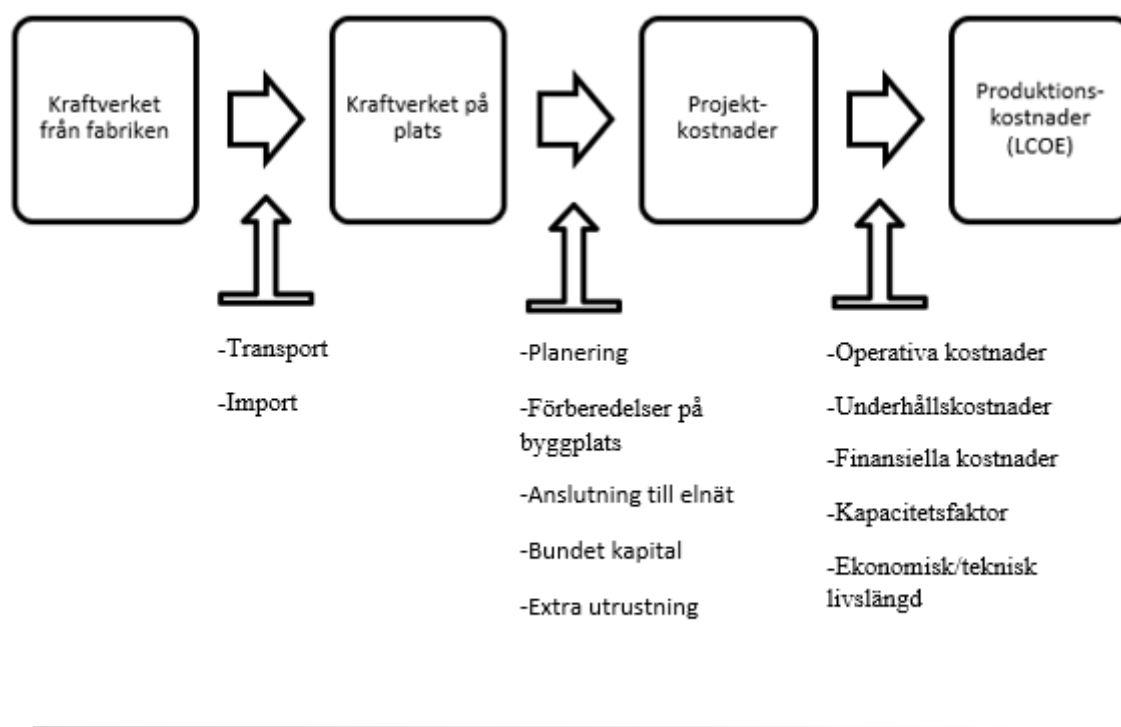
I en rapport om vindkraftsteknikens utveckling och dess påverkan på inmatningstariffens storlek togs kapacitetsfaktorn upp som en viktig faktor. Teknikens utveckling har haft en positiv påverkan på kapacitetsfaktorn. Enligt statistik på nya turbiner vid betydelsefulla vindkraftsområden i Finland hade man mätt kapacitetsfaktorer mellan 35 % och 41 % d.v.s. fullasttimmar mellan 3000 och 3600 timmar/år. (Pitkäranta , 2015)

Laaksonen (2017) räknade ut fullasttimmar för vindturbiner godkända till tariffsystemet år 2015, genom data från energimyndighetens online informationssystem SATU (Energiavirasto, 2019) och fick som svar 2731 timmar/år. Detta motsvarar en kapacitetsfaktor på ca 31 %. (Laaksonen, 2017). Genom att använda data från

Energimyndighetens SATU online informationssystem som Laaksonen använde får man uträknat att motsvarande fullasttimmar för år 2017 blir ca 3100 timmar/år vilket motsvarar en kapacitetsfaktor på ca 35 %. I denna uträkning användes effektfaktorn 0,85.

3.7 Kostnadsbedömning med LCOE kalkyl

LCOE (Levelized Cost of Energy) är en kalkyl som ofta används för att bedöma om ett kraftverksprojekt är utförbart. LCOE räknar ut kostnaden per producerad energienhet (€/MWh) och berättar om produktionens kostnadseffektivitet. Uträkningen består av en uppskattning av alla kostnader som framkommer från planeringsskedet fram till slutet av kraftverkets tekniska eller ekonomiska livslängd och en uppskattning av all den elektricitet i Megawattimmar som kommer att produceras under samma tidsperiod. De uppskattade kostnaderna delas med den uppskattade mängden producerad elektricitet och uträkningens resultat berättar då om kostnaden för att producera en MWh. (Afework, G., Hanania, & Donev, 2018)



Figur 7. LCOE, kostnader under projektets livscykel.

Figuren ovan visar kostnaderna för de olika skedena i ett vindkraftsprojekts livscykel. Anpassat enligt: (IRENA, 2012, s. 2)

LCOE uträkningen ger det marknadspris på elektricitet som behövs för att inkomsterna skall motsvara kostnaderna. I detta elpris tas också i hänsyn investerarens krav på avkastning som bildar kostnaden för kapital. Ifall producerad elektricitet säljs till ett pris som är högre än LCOE blir avkastningen på investerat kapital större och ifall elpriset sjunker under LCOE blir avkastningen lägre än investerarens krav på avkastning eller ifall elpriset sjunker tillräckligt lågt övergår man från vinst till förlust i projektet. (IRENA, 2012)

$$LCOE = \frac{I_o + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Figur 8. LCOE Formel

Tabellen nedan förklarar faktorerna i LCOE formeln.

Tabell 2. LCOE formeln

A_t	Årliga drifts- och underhållskostnader [€/kW/a]
$M_{t,el}$	Årsproduktion [MWh/a]
i	Ränteprocenten [%]
n	Ekonomisk livstid i år [a]
I_0	Investeringskostnad [€/kW]

4 Vindelens produktionskostnader

I detta kapitel kommer de viktigaste kostnaderna för vindelsproduktion att presenteras och de landenliga skillnaderna mellan Finland och Tyskland att tas fram.

Kostnaderna för att producera vindkraft har sjunkit en hel del under de senaste årtiondena. Globalt har priset för att producera vindel sjunkit med 70 % under tiden 1983-2016. Nationellt varierar procenten mellan 30 % och 68 % enligt det år då vindkraftsbranschen har fått fotfäste i ifrågavarande land. Kostnaderna för vindkraftsprojekt varierar mellan länder på grund av flera olika orsaker. Denna variation kan orsakas av skillnaden på hur utvecklad marknaden är och därför kan t.ex. logistiken, installation av kraftverket och tillgång till specialutrustning orsaka en hel del variation i kostnader områdesvis. Kostnaderna varierar också enligt projektens natur. Den lokala infrastrukturen kan orsaka större kostnader ifall längre vägar måste byggas för att komma fram till bygget. Distansen till hamn eller produktionsfacilitet för kraftverket påverkar också kostnaderna. Distansen till anslutningsstället till nätverket orsakar variation i kostnader och dessutom kan lönekostnaderna också variera en del enligt individuella skillnader mellan projekten. Kostnaderna för vindkraftsproduktion i Europa har sjunkit i medeltal med 19 % mellan åren 2010 och 2016. (IRENA, 2018, ss. 92-96)

De mest betydande kostnaderna för ett vindkraftverk kommer från själva vindturbinen och dess installation, fundamentet, elinstallationer, anslutningen till elnätet, kontrollsystem, konsultarbeten, landområde, vägbygge, operativa kostnader, underhållskostnader och finansiella kostnader. (Earthscan Ltd, 2010, s. 99)

När man använder LCOE formeln för att räkna ut produktionskostnaden för elenergi, delar man in kostnaderna i kostnader som framkommer före och kostnader som framkommer efter vindkraftverket tagits i drift. Kostnader som framkommer före hör till investeringskostnader och de som framkommer efter hör till operativa kostnader och underhållskostnader. (IRENA, 2012, s. 3)

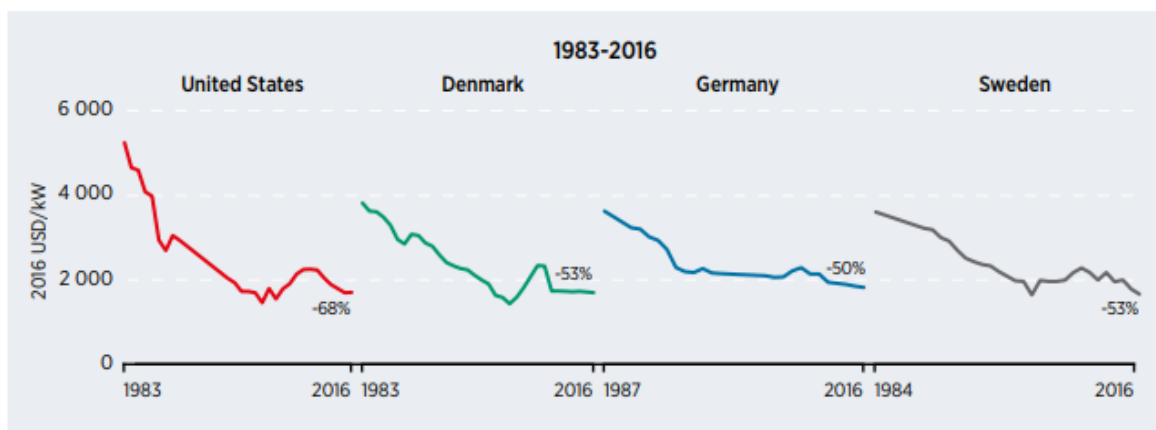
Produktionskostnaden LCOE varierade mycket mellan vindkraftsprojekt i Finland när de billigaste projekten realiserades för 45 €/MWh och de dyraste för 90 €/MWh. Produktionskostnaden var i medeltal ca 60-70€/MWh. (Hokka, 2018)

Produktionskostnaden LCOE varierade i Tyskland mellan ca 40 €/MWh vid områden med de bästa vindförhållandena och ca 82 €/MWh vid områden med sämre vindresurser. (Fraunhofer ISE, 2019)

4.1 Kostnader före produktionsstart

De viktigaste kostnaderna som påverkar de totala kostnaderna före produktion av el har startat är själva turbinen, förberedande byggarbeten på tomten inklusive fundament, vägarbeten och anslutning till elnätet, planeringsarbete och projektkostnader. (IRENA, 2018, s. 90)

I följande graf kan man se att priset per installerad kilowatt vindkraft i nordiska länderna och Tyskland har i grova drag varit på samma nivå. Priset i Sverige och Danmark var en aning lägre än det i Tyskland. Från grafen kan man avläsa att kostnaden för installerad vindkraft i Tyskland var år 2016 ca 1900 USD/kW (ca 1700 EUR) och i Sverige ca 1700 USD/kW (ca 1500 EUR).



Figur 9. Historiska prisdata för installerad vindkraft 1983-2016.

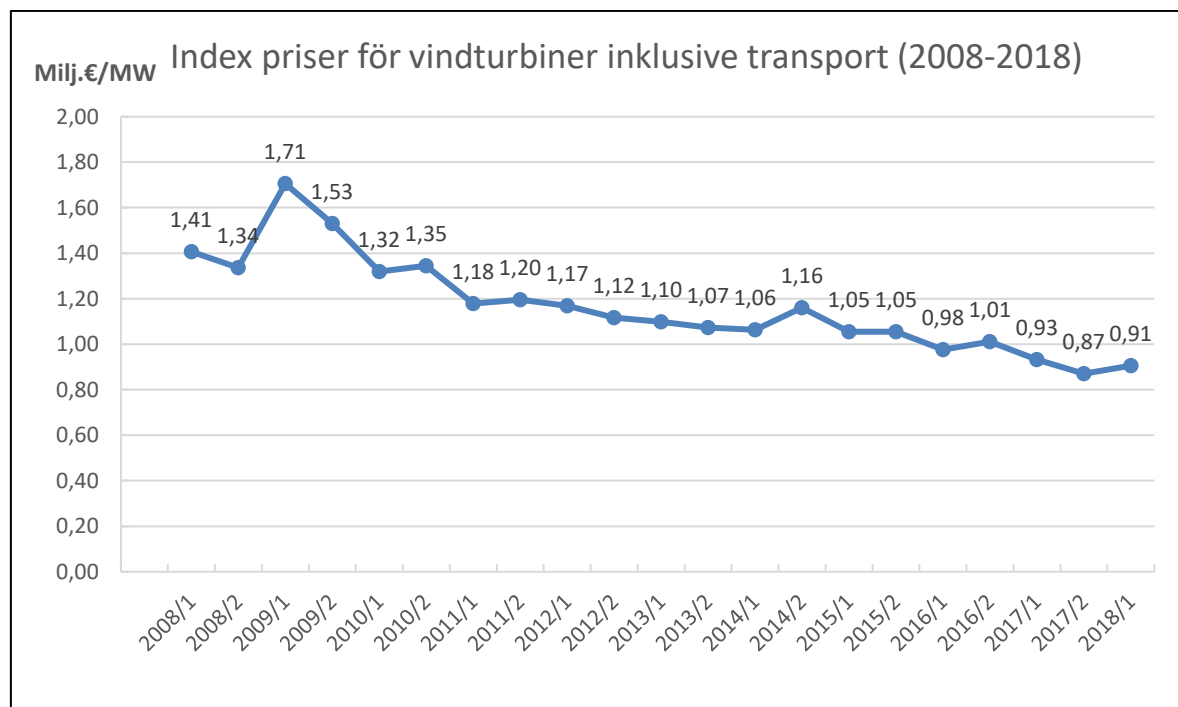
Figuren ovan visar historiska data för kostnaden per installerad kilowatt i dollar för USA, Danmark, Tyskland och Sverige för åren 1983-2016. Skärmdokument från: (IRENA, 2018, s. 95)

Enligt Suomen Tuulivoimayhdistys ligger investeringskostnaden i Finland på ca 1,5 miljoner euro per MW. (Suomen Tuulivoimayhdistys Ry, 2019)

Enligt Hokkas utredning var medelnivån för investeringskostnaden i Finland år 2015 1,68 Milj. EUR/MW. Kostnaderna mellan projekt varierade en hel del då dyraste var 2,0 Milj. EUR/MW och billigaste var 1,4 Milj. EUR/MW. (Hokka, Tuulivoiman oppiminen ja teknologinen kehitys, 2017, s. 60)

4.1.1 Vindturbinen

Det totala priset på vindturbinen kan stå för upp till ca 75 % enligt EWEA(2009) och för ca 80 % enligt (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 322) av kostnaderna för ett vindkraftverksprojekt på land. Ett vindkraftverks livslängd är oftast certifierad för att vara 20 år för ett vindkraftverk på land men kan också vara längre beroende på klimatet. Totala kostnaden består av alla delar i kraftverket, transporten och installation. Vindkraftverkets storlek, alltså tornets höjd och rotners diameter påverkar kraftverkets pris allra mest. I ett exempel på en 5 megawatts REpower m92 vindturbin med ett torn på 100 meter och rotorblad på 46,3 meter står kostnaderna för tornet och bladen för 48,5 % av priset för helheten. (EWEA, 2009, s. 37) Råvarupriserna påverkar de globala turbinpriserna anmärkningsvärt. Stål, koppar och cementpriset fluktuerar enligt världsmarknaden och eftersom vindturbiner till stora delar framställs av dessa råvaror påverkas också tillverkningskostnaderna på turbiner av råvarumarknaden. (IRENA, 2018, s. 92)



Figur 10. Index priser för vindturbiner 2008-2018

Figuren ovan visar ett globalt pris-index för vindturbiner för åren 2008-2018 enligt första och andra årshalvan. Priserna inkluderar transport till byggsplats. Enligt: (Bloomberg NEF, 2018)

För att hitta det mest lönsammaste alternativet för vindkraftverk bör man begära offerter av olika leverantörer och om möjligt också göra förhandlingar om det som skall ingå i priset för kraftverket. Det är vanligt att resning av kraftverket, installation och i bruk tagning av turbinen ingår i priset. Ifall kostnader för alla transporter och lyftkran inte ingår i priset kan dåliga naturförhållanden öka på kostnaderna. Hård vind kan skjuta fram en planerad montering av kraftverket och samtidig förlänga hyrestiden på lyftkran och andra maskiner och därmed öka kostnaderna för resningen. Växelkursen kan också ha en effekt på kostnaderna ifall den valda leverantören är utländsk och inte har euro som valuta. (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 322)

En stor förändring inom marknaden för vindenergi är att vindturbinstillverkarna har gjort en stor ökning i sitt utbud av olika turbinmodeller sedan år 2010. Stora tillverkare som Siemens, Vestas och General Electric har ökat sina utbud från ca 10 modeller till 20 modeller. Eftersom de olika modellerna till stor del använder samma delar i sin konstruktion har man fått ner kostnaderna genom en minskning i kostnader för produktutveckling och genom en effektivisering av leveranskedjan. (IRENA, 2018, s. 90)

4.1.2 Fundamentet

Priset på fundamentet som vindturbinen kommer att stå på varierar en del enligt underlaget på byggstället. Det brukar antingen vara leverantören för vindturbinen som bygger fundamentet eller så byggs fundamentet av ett företag som specialiserat sig på fundament för vindturbiner. I det senare fallet begär man offerter från olika byggföretag för att hitta ett tillräckligt attraktivt alternativ. (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 322)

4.1.3 Vägarbeten

Lokala förhållanden påverkar kostnaderna på vägbyggen till vindkraftverk. Längden på vägen som behöver byggas eller förstärkas varierar enligt byggsplatsens geografiska läge. Det lokala klimatet kan påverka transportförhållandena ifall marken är mjuk och våt och då måste vägar förstärkas för långträdare och kranbilar. Frusen eller torr mark kan göra det

lättare och billigare att transportera vindturbinen till byggplatsen. Hård vind kan skjuta fram en planerad montering av turbinen och samtidig förlänga hyrestiden på lyftkran och därmed öka kostnaderna för monteringen. Efter att turbinen är färdigmonterad behövs det endast en väg som gör det möjligt för en lättare servicebil att komma fram till kraftverket. (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 323)

4.1.4 Anslutning till elnätet

För att ansluta kraftverk till elnätet behöver en transformator kopplas till kraftverket och dessutom skall en kabel grävas ner och kopplas till närmaste elnät. Avståndet till närmaste elnät påverkar kostnaden för grävarbetet för kabeln. Installationsarbetet till nätverket och transformatorn görs av en behörig elektriker. Transformatorn kan ofta ingå i priset eller vara inbyggd när det gäller ett större kraftverk och då ingår den också i kostnaden för vindturbinen. Installationen till nätverket kan göras av den lokala nätägaren men priset kan vara mindre hos en annan installatör. (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 323)

Storleken på vindparken eller enskilda vindturbinen bestämmer vilket elnät som produktionen skall kopplas eller är lönsam att kopplas till. Större över 250 MW vindparker kopplas huvudsakligen till elnät med 400 kilovolts spänning. En vindpark i storlek mellan 100 MW och 250 MW huvudsakligen till ett 110 kilovolts distributionsnät. Ifall det inte är på grund av tekniska orsaker ekonomiskt olönsamt att koppla till ett 110 kilovolts distributionsnät görs uppkopplingen till ett nät med 400 kilovolts spänning. Anslutningen börjar planeras i tidigt skede i projektet tillsammans med stamnätsoperatören Fingrid eller den lokala elnätsoperatören. (Ympäristöministeriö, 2016, s. 59)

Enligt Irena står anslutningskostnaderna för ett typiskt vindkraftverk för ca 11-14 % av de totala kostnaderna för en vindpark. Till anslutningskostnaderna räknades el-arbete, kablar och anslutningspunkten till nätet. (IRENA, 2012, s. 24)

Det är vindelsproducenten eller elnätsoperatören som måste stå för kostnaderna för anslutningen till elnätet. Lagstiftningen i ifrågavarande land reglerar vilken part som betalar och till vilken del de betalar för de installationer som skall göras för att ansluta ett kraftverk till elnätet. (Blanco, 2008).

Enligt Elmarknadslagen (588/2013) i Finland är det nätinnehavarens skyldighet att, för att försäkra en tillräckligt god kvalitet av el till nätanvändarna, utveckla, använda och underhålla sitt elnät och anslutningar till andra elnät, enligt de krav som ställs för ett elnät

samt de skäliga krav som ställs av nätanvändarna. Nätinnehavarens skyldighet är också att vid begäran, mot en skälig kompensation, koppla de tekniska kraven uppfyllande kraftverk till sitt elnät. (Ympäristöministeriö, 2016)

Tabell 3. Anslutningspriser Fingrid

<u>Priser för anslutning till stamnätet 2018 (FINGRID)</u>	
Anslutning till nuvarande 400 kV ställverk:	2,0 Milj. €
Anslutning till nuvarande 220 kV ställverk:	1,2 Milj. €
Anslutning till nuvarande 110 kV ställverk:	0,6 Milj. €
Ifall ett nytt ställverk byggs för anslutningen, ansvarar den som ansluts i helhet för ställverkets byggkostnader.	
Anslutning till stamnätets 110 kV kraftledning:	0,6 Milj. €

Tabellen ovan visar stamnätets anslutningspriser för året 2018 (Fingrid, 2018)

År 2000 togs Lagen om förnybara energikällor i bruk i Tyskland och därmed överfördes majoriteten av kostnaderna för att ansluta ett kraftverk till elnätet från elproducenterna till elnätsoperatörerna. Samtidigt garanterades en anslutning till elnätet för alla nya producenter av förnybar energi. En garanterad anslutning och de förminskade kostnaderna ledde delvis till att planeringen av plats för kraftverket med tanke på elnätets utsträckning inte längre hade stor betydelse. Detta ledde till högre kostnader för elnätsoperatörerna. (Hitaj;Schymura;& Löschel, 2014) Elnätsoperatören är i Tyskland skyldig att utan dröjsmål ansluta ett kraftverk, som producerar förnybar energi, till sitt elnät ifall detta elnät ses vara det mest lämpliga alternativet för anslutning. Elnätsoperatörerna som också ansvarar om eldistributionen i Tyskland är dessutom skyldiga att köpa och som prioritet sälja och mata in all förnybar el från kraftverk som kopplats till elnätet. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017)

Enligt IRENAs(2018) rapport var anslutningskostnaden för vindkraftverk i Tyskland år 2012 ca 5 % av totalkostnaderna. Denna kostnadsandel hade minskat en hel del från att vara 10 % år 1998. (IRENA, 2018, s. 97)

4.1.5 Andra diverse kostnader

Dessa kostnader kan variera mellan 4-10 % av den totala investeringskostnaden. Till denna kostnad kan höra tex. Kontrollsystem, byggnader på tomten, löner till konsulter i projektet. Dessa kostnader tenderar också att variera enligt lokala förhållanden. (IRENA, 2012, s. 19)

4.1.6 Finansiella kostnader

Vindkraftsprojekt är högt kapitalintensiva projekt och största delen av alla de kostnader som uppstår under projektets livslängd uppstår redan i investerings-skedet. Lönsamheten för ett vindkraftsprojekt hänger ofta på hur välorganiserad finansieringen för projektet är. De finansiella kostnaderna kan motsvara ända upp till 40 % av de totala produktionskostnaderna. Tillgång till PPA-avtal eller statligt produktionsstöd möjliggör en längre återbetalningstid och en lägre ränta på lån och sänker därmed de totala produktionskostnaderna. (Suomen tuulivoimayhdistys, 2018)

Från en investerares synvinkel är det ytterst viktigt att veta hur lång återbetalningstiden för investeringen är. Efter att investeringen är bortbetalad blir elproduktionen billigare än alla bränslebaserade produktionsteknologier på marknaden. Efter det är det endast drift och uppehållskostnader som kommer till betalning. Dessa kostnader är betydligt lägre jämfört med de finansiella kostnaderna. Ju längre kraftverket producerar el efter tillbakabetalningstiden desto högre blir lönsamheten för investeringen (EWEA, 2009, s. 38). En utredning om kapitalkostnader för förnybar energiproduktion inom EU länderna från år 2016, visar en variation på en vägd genomsnittlig kapitalkostnad (WACC) mellan 3,5 % och 12 % mellan länderna. Kostanden för eget kapital varierade mellan 6 % och 15 %. Kostnaden på lån varierade mellan 1,8 % och 12,6 %. Tyskland representerar den lägsta kostnaden både för lån och eget kapital. (Diacore, 2016)

Tabell 4. Kapitalkostnader

	Lån	Eget kapital	WACC	Lån/Eget kapital
Finland	3 - 5 %	12 - 15 %	6 - 7 %	75/25
Tyskland	1,8 - 3,2 %	6 - 9 %	3,5 - 4,5 %	80/20

Tabellen ovan visar kapitalkostnader för förnybar energiproduktion i Finland och Tyskland samt en genomsnittlig proportion av lån och eget kapital i länderna. (Diacore, 2016).

För att räkna ut hur mycket finansiering ett vindkraftsprojekt är i behov av görs först en investeringsanalys med mer eller mindre noggrant uppskattade kostnader för hela projektets livslängd. Ifall investeringen antas vara tillräckligt lönsam för att genomföras, görs en noggrannare investeringsanalys med mera exakta siffror. De nya siffrorna baserar sig på offerter för kraftverket och de tjänster som projektet kommer att vara i behov av samt andra kostnader. Enligt de nya estimerade kostnaderna i analysen förbereds en låneansökan för finansiering av projektet. (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 322)

Längden på lånetiden för vindkraftsprojekt brukar ofta motsvara den tid projektet får stöd. Den stödmodell som fungerat i Finland före den nuvarande stödmodellen betalade ut stöd enligt ett fastställt riktpis. Från elproducentens synvinkel innehåller denna modell en större risk när det gäller fluktuationer i elpriset. Detta leder till mindre låneandel i projektets finansiering. Det nuvarande systemet som baserar sig på anbudstävlan innehåller en flexibel premie som utbetalas och varierar enligt elpriset. Detta system minskar den ekonomiska risken som fluktuationerna i elpriset medför. Detta möjliggör en högre andel lån och därmed en lägre finansieringskostnad. Enligt den nya stödmodellen för vindelsprojekt i Finland är det möjligt att få stöd utbetalt i 12 års tid. (Pöyry Management Consulting Oy, 2017)

Enligt den tyska stödmodellen för vindelsprojekt betalas stöd för en tid på 20 år (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017). Den tyska statsägda bankkoncernen KfW Bank driver ett energi- och miljöprogram som ger ut lån med låg ränta ända upp till 20 år för energiprojekt inom förnybara energin. Lånet kan täcka hela 100 % av finansieringen i projekt som ansöker om lånet och storleken på lånet kan vara upp till 50 miljoner euro. (KfW, 2018)

4.2 Kostnader under produktions-skedet

Data som skulle ge mera exakta siffror för de kostnader som framkommer efter att elproduktionen har startat finns inte att få ännu p.g.a. den snabba utvecklingen inom branschen samt att data för administrativa kostnader inte har samlats in på kontinuerlig basis. Då man försöker få fram historiska data om de driftskostnaderna bör man vara försiktig med att försöka ge för exakta estimeringar. Data finns dock till förfogande om underhållskostnader. Kostnader som framkommer är administrativa kostnader, reparationer och underhållskostnader, försäkringskostnader, landhyra och skatter. Enligt IRENAS rapport var drifts och underhållskostnaderna år 2016 ca 57 USD/kW/år (ca 51 EUR) i

Tyskland (IRENA, 2018, ss. 104,106). Enligt Suomen tuulivoimayhdistys är den estimerade årliga kostnaden för underhåll och drift år 2019 ca 2-3 % av den totala investeringskostnaden som är ca 1,5 miljoner €/MW. Kostnaden estimeras alltså vara i klassen 30-45€/kW/år. (Suomen Tuulivoimayhdistys Ry, 2019).

4.2.1 Underhållskostnader och driftskostnader

Vindkraftverk byggs och planeras för att fungera automatiskt och de arbetskostnader som framkommer efter produktionsstart är från felreparationer och underhåll. Vindkraftverk behöver en vindkapacitet på 3,5 m/s för att starta och effekten på kraftverket ökar vartefter vindstyrkan ökar. Vid vindstyrkor över 25 m/s blir det lönsamt att stänga kraftverket för att förebygga möjliga skador på vindkraftverket. (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2019) Underhållskostnader uppstår från underhåll av växellådan i form av granskning av saker som smörjolja och eventuellt byte av olja. De två första årens service brukar höra till garantin för kraftverket, men efter det behöver man enligt situation teckna serviceavtal med antingen leverantören eller annat serviceföretag. (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 326)

Underhållskostnaderna och driftskostnaderna står för ca 10 – 15 % av de totala kostnaderna för att producera vindenergi. I slutändan av livstiden för ett vindkraftverk kan dessa kostnader stiga ända upp till 35 % av totalkostnaderna eftersom risken för att fel uppstår i turbinen ökar då turbinen blir äldre. (Melero, Muskulus, & Smolka, 2016)

Enligt IRENA(2018) var totala kostnaderna för operativa kostnader och underhållskostnader år 2016 i Tyskland ca 57 USD/kilowatt/år och i Sverige ca 32 USD/kilowatt/år. (IRENA, 2018)

4.2.2 Landområde

Det är vanligt att vindturbiner byggs på uthyrd mark och då är kostnaden för marken ofta avtalad om att vara en viss procentandel av det tidigare årets bruttointäkter från vindkraftverket. Ett vanligt hyreskontrakt för marken innehar en utnyttjningsrätt på 25-30 år (Wizelius, Vindkraft i teori och praktik, 2015, s. 323). Landområdet kan också köpas eller så går det att avtala om en kombination av hyra och andel av årlig vinst. Hyran betalas antingen årsvis eller som en engångssumma för hela arrendetiden. I hyreskontraktet är det nödvändigt att få med klausuler för alla tänkbara problemscenarier som kan inträffa under arrendetiden. Dessa kan ha att göra med tex. generationsväxling och andra förändringar i ägandet av marken. Dessutom är det viktigt att avtala om detaljer angående slutet på

kraftverkets livslängd, såsom demonteringen av vindturbiner. (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2019)

4.2.3 Nedläggning och bortskaffande efter produktion

I en internationell rapport från år 2015 jämfördes kostnaden för nedläggning av olika slags energianläggningar. För vindkraftens del presenterades kostnaderna i tre olika scenarier där kostnaden för kapital varierade enligt 3 %, 7 % och 10 %. Storleken på kapaciteten som nedläggs varierade och vissa skala-fördelar kunde framkomma i jämförelsen. I tabellen nedan presenteras kostnaderna för Tyskland och Danmark.

Tabell 5. Kostnad för nedläggning USD/Megawatt

Kostnad för nedläggning av anläggning USD/Megawatt					
	Kapitalkostnad			Kapacitet MW	Kapacitetsfaktor
	3 %	7 %	10 %		
Tyskland	0,32	0,5	0,93	2	34 %
Danmark	0,29	0,47	0,87	10	34 %

Tabellen ovan visar att kostnaden för nedläggning av en vindturbin av storleksklass 2 Megawatt i Tyskland var ca 0,50 USD/Megawatt då låneräntan var kapitalkostnaden var 7 %. Motsvarande siffra med samma kapitalkostnad i Danmark för vindturbiner i en vindpark med 10MW kapacitet var ca 0,47 USD/Megawatt. I båda fallen räknades kostnaden enligt en kapacitetsfaktor på 34 %. (Organisation for Economic Co-operation and Development/IEA &NEA, 2015, s. 52) Man kan tänka sig att nedläggning av en större kapacitet har en viss skala-fördel och därför är det svårt att dra slutsatser om kostnadsskillnader mellan dessa länder. Man kan också tänka sig att kostnaden för nedmontering i Finland kan vara nära samma pris som i de andra nordiska länderna. Som tidigare nämnts är kostnaden på kapital lägre i Tyskland (ca 3,5 %-4,5 %) än i Finland (6 %-7 %) och kostnaden för nedläggning kan då antas vara en aning lägre i Tyskland. Tabell konstruerad enligt: (Organisation for Economic Co-operation and Development/IEA &NEA, 2015, s. 49)

4.2.4 Fastighetsbeskattning

Vindkraftverk i Finland beskattades fram till år 2017 enligt kommunernas allmänna fastighetsskattesats, eftersom gränsen för beskattning enligt skattesats för kraftverk varit 10

megavoltampere och enskilda vindturbiner inte ännu i dagens läge överskridit detta gränsvärde. Fastighetsskattelagen uppdaterades från och med 2018 för att de flesta vindparker i Finland ansluts till distributionsnätet eller stamnätet via en och samma anslutningspunkt. Då flera vindkraftverk är anslutna till nätet via samma anslutningspunkt och den sammanräknade effekten överskrider 10 megavoltampere beskattas kraftverken nu enligt kommunens skatteprocent för kraftverk. De flesta kraftverk i vindparker i Finland beskattas alltså från och med 2018 enligt kraftverk. (Kommunförbundet, 2017) Beskattningsvärdet på vindkraftverk värderas enligt ett återanskaffningsvärde som motsvarar 75 % av byggnadskostnaderna för grunden, tornet turbinen och rotorbladen för kraftverket i fråga samt att beskattningsvärdet justeras årligen enligt ett årligt åldersavdrag som är 2,5 %. Det slutliga beskattningsvärdet får dock aldrig underskrida 40 % av de ursprungliga totala byggnadskostnaderna. Det är markägaren som är skyldig att betala fastighetsskatt på marken som används för vindkraftverket. (Skattemyndigheten, 2017) Den genomsnittliga kommunala fastighetsskattesatsen i Finland har stigit från 0,74 % år 2009 till 1,06 % år 2018 och har tillämpats på vindkraftverk fram till 2017. Som övre gräns för den allmänna fastighetsskattesatsen har fastställts 2,00 %. Den nya övregränsen för fastighetsskattesats för vindkraftverk som beskattas enligt uppdateringen i fastighetsskattelagen som kraftverk är nu 3,10 % . (Veronmaksajat, 2018)

Tyskland har inte ännu infört en fastighetsskatt på installationer för den förnybara energin. Förbundslandet Mecklenburg-Vorpommern har dock under året 2018 lagt fram ett förslag på att fastighetsskatten skulle införas i alla förbundsländerna inom en tidsperiod på 3 - 4 år. Politikerna har föreslagit detta eftersom företagsskatten för den förnybara energin kommer att gynna regionerna först efter flera år, men en fastighetsskatt skulle dra in skattepengar direkt efter att ett kraftverksbygge är färdigställt. (Clean Energy Wire, 2018)

5 Stödmekanismer och lönsamhetsförebyggande avtal för vindelsproduktion

Lönsamheten för ett nytt vindkraftverk är beroende av lokala vindförhållanden, statliga stödmekanismer, och tillgängligheten av anslutning till elnätet (Hitaj;Schymura;& Löschel, 2014). Detta kapitel kommer att gå in på de varierande stödmekanismer som tagits i bruk i Finland och Tyskland för att utveckla produktionen av förnybar energi och därmed också vindkraftsproduktionen. Dessutom kommer kapitlet att gå in på PPA-avtalet som förebygger lönsamhet för vindelsprojekt utan statligt produktionsstöd.

5.1 Elsäkringsavtal (PPA)

I elsäkringsavtal eller PPA (Power Purchase Agreement) är det frågan om ett avtal mellan elproducent och elförbrukare, där typiskt en större elförbrukare avtalar om att köpa en överenskommen mängd el till ett överenskommet pris för en längre tidsperiod. Perioden kan till exempel vara 15 år. Då bildas ett garantipris för elen. Denna form av avtal har ökat med hög fart i USA och Europa under de senaste åren mellan stora elförbrukare och producenter av förnybar energi. Det första PPA avtalet för vindenergi i Finland gjordes på sommaren år 2018. Trenden för tillfället är att en växande andel stora företag har engagerat sig att använda förnybar grön energi i sin verksamhet. På grund av framtida prognoser som visar att elpriserna är på väg att stiga är det också från förbrukarens sida ur den hållbara utvecklingens perspektiv en god lösning att göra långa avtal för att försöka spika fast elpriset på en viss nivå. Avtalet gör kostnaderna mera förutsägbara och garanterar en tillgänglighet för den önskade typen av elektricitet.

Från elproducentens synvinkel säkrar avtalet en stadig intäkt. På grund av att elpriserna i Finland har varit rekordlåga 30 - 35 euro/megawattimme är det nästan omöjligt att få finansiering till vindelsprojekt utan statligt stöd. Dessa elsäkringsavtal ger en stadigvarande och förutsägbar intäkt och möjliggör investering i vindelsprojekt. Elsäkringsavtalet är dock inte ett alternativ för alla vindkraftsprojekt för tillfället eller i när framtid. Orsakerna till detta är för det första att det för tillfället inte finns tillräckligt med efterfrågan på dessa avtal från elförbrukarnas sida och för det andra är dessa kontrakt ett alternativ endast för de större producenterna eftersom de mindre producenterna saknar de resurser och den ekonomiska stabilitet som krävs för att starta avtalsförhandlingar och för att säkra kontinuiteten av elproduktionen för längre tidsperioder.

Trenden som nu visar sig vara på växande väg, berättar om en framtida utveckling mot en marknad för förnybar energi som styrs av tillgång och efterfrågan utan statliga stödmekanismer. (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2018)

Som exempel på PPA-avtal i Finland har Google gjort ett 10 år långt elförsörjningsavtal med tre stora nya vindparksprojekt om en total effekt på 190 MW. Vindkraftsproducenterna som svarar för projekten är Neoen, CPC Finland och Wpd Finland varav alla har en lång internationell europeisk bakgrund inom vindelsproduktion. Neoen är ett Franskt bolag och CPC Finland och Wpd Finland har en Tysk bakgrund. Produktionen på 190 MW kommer att öka på den Finländska vindelsproduktionen med litet under 10 %. Google medger som orsak till PPA-avtalen, deras mål att producera all deras använda energi med förnybara

energikällor. Samtidigt skyddar de sig också mot energimarknadens prisfluktuationer. (Yle, 2018) Ikea har gjort ett avtal om att köpa upp fyra vindkraftsparker av det i Norden fungerande vindenergiföretaget OX2. Parkerna kommer att köpas av Ikea Finland när de blir färdiga år 2020. Ikeas mål med att investera i förnybar energi är att producera en mängd förnybar energi som motsvarar dess totala globala energikonsumtion. Den totala effekten i de 4 vindparkerna som OX2 bygger är ca 360 MW och är för tillfället det största nordiska vindenergiprojektet som kommer att genomföras utan stöd. (OX2, 2018)

Enligt Esa Vakkilainen, professor i energiteknik, har det hänt en anmärkningsvärd förändring inom vindelsbranschen då det gäller PPA-avtal. Det har börjat genomföras marknadsbaserade vindkraftsprojekt och detta är en stor förändring. Det har blivit billigare att producera el med vindkraft och att det nu i Europa har blivit billigare att producera förnybar elektricitet än fossil elektricitet. Elpriset har stigit de senaste åren och samtidigt har vindelens produktionskostnader blivit lägre och vindkraften är nu det billigaste alternativet i Norden då det gäller ny produktion. Lyckade vindkraftsprojekt har minskat på investeringsriskerna i investerarnas ögon, vilket i sin tur har minskat på de finansiella kostnaderna. Vakkilainen nämner vindföretaget Tuulivatti som år 2018 berättade om sitt vindelsprojekt i Ii som genomförs utan stöd och att produktionskostnaden för en megawattimme har räknats att bli under 30 euro i detta projekt. (Koistinen, 2018)

5.1.1 Tariffsystemet i Finland

Lagen om stöd till produktion av el från förnybara energikällor (1396/2010) trädde i kraft den 1. januari 2011. Syftet med den nya lagen var att främja produktionen av el med förnybara energikällor samt att öka produktionens konkurrenskraft, diversifiera elproduktionen i Finland och förbättra självförsörjningsgraden. För vindkraften betydde detta att det delades ut stöd för nya kraftverk som inte tidigare fått statligt stöd. Vindkraftsprojekt som producerade el över den utsatta minimikapaciteten som satts som nedre gräns för produktionskapacitet för ett kraftverk för att få stöd. Stödet betalas ut i form av ett inmatningspris som är skillnaden mellan elens medelpris per megawattimme och ett riktpreis som är 83,50 euro/megawattimme. Medelpriset är ett medelpris för el under de tre senaste månaderna på orten där kraftverket är beläget. Riktpriiset är ett fastställt riktpreis för kraftverk som är godkända för detta tariffsystem. Ifall att medelpriset sjunker till under 30 euro per megawattimme beräknas medelpriset enligt 30 euro och skillnaden blir då riktpriiset minus 30 euro. Tariffpriset utbetalas i högst 12 års tid efter att projektet har fått rätt till stödet.

För att uppmuntra och få fart i projekt som var i tidigare planeringsskeden sattes det ut ett högre garantipris för vindelsproduktion för de första åren fram till slutet av år 2015. Det högre priset var 105,30 euro/megawattimme. (International Energy Agency, 2017)

Till skillnad från de typiska europeiska inmatningstariffsystemen för förnybar energiproduktion fattas det i det finländska systemet en skyldighet för elnätsoperatören att köpa in förnybar energi och dessutom fattas det en stegvis sjunkande tariffprismå. Systemet innehåller också färre antal olika energikällor. En till skillnad är att det inte är elförbrukaren som betalar för det högre priset av förnybar energi, utan kostnaden för tariffsystemet finansieras från statsbudgeten. (Salo, 2015, s. 20)

5.1.2 Premiesystem som baserar sig på anbudsförfarande i Finland

Premiesystem för förnybar energiproduktion som är baserade på anbudsförfarande finns i bruk i över 60 länder. Dessa premiesystem kan skilja en hel del från varandra. I den modell som tagits i bruk i Finland år 2018 i samband med uppdatering av lagen om stöd till produktion av el från förnybara energikällor anger staten hur mycket förnybar el som strävas efter under ifrågavarande anbudsround. Anbudsförfarandet är teknologineutralt och offerter kan tas emot från producenter av vindenergi, solenergi, vågenergi, biogasenergi och biomassaenergi. Den totala mängden el som är föremål för det första anbudsförfarandet är 1,4 TWh och motsvarar ca 1,6 % av Finlands årliga elförbrukning. Elproducenterna lämnar in sina offerter enligt hur mycket el och till vilket pris de är redo att producera. De billigaste offerterna blir valda en efter en ända tills hela mängden el för anbudsförfarandet är uppfyllt. Priset anges enligt hur mycket stöd producenten är i behov av för att producera el när elpriset är 30,00€/MWh. Stöd betalas ut enligt stödkravet för producenten och enligt elens marknadspris enligt följande: Då elpriset är 30,00€/MWh eller lägre får producenten den mängd stöd som denne anmält i offerten. Detta är en så kallad fast premie i stödsystemet. Då elens marknadspris överstiger 30,00€/MWh betalas stöd ut enligt skillnaden mellan marknadspriset och det prismål som utsatts för projektet. Prismålet för projektet är 30,00€/MWh + den utgivna summan i offerten. (Tuulivoimayhdistys, 2018) Modellen för anbudsförfarandet som tagits i bruk är enligt bostads-, energi- och miljöminister Kimmo Tiilikainen troligen det mest teknologineutrala anbudsförfarandet i världen. Stödet kommer att betalas ut i 12 års tid till elproducenterna och de första stöden kommer enligt uppskattning att betalas ut år 2022. (Arbets- och näringsministeriet, 2018)

Enligt resultaten efter det första anbudsförfarandet var det lägsta anbudet 31,27 €/MWh. Det vill säga att inget stöd behöver betalas enligt elens marknadspriser för tillfället. Sammanlagt 7 projekt valdes in i stödsystemet med en sammanlagd årsproduktion på 1400 gigawattimmar. Medelpriset i anbuderna från de 19 projekt som inte valdes in i stödsystemet var 38,52 euro/MWh. (Pasonen, 2019)

5.1.3 Trender inom stödpolitiken för förnybar energi

År 2016 hade 164 länder i världen satt upp mål för förnybar energiproduktion och bildat stödsystem för att vägleda utbyggnaden av produktionen. Dessa stödsystem har också andra mål vid sidan om ökning av energiproduktionen, nämligen socioekonomiska mål såsom att producera skatteinkomster och flera arbetsplatser. I det senare fallet fanns det år 2016 inom industrin för förnybar energi, enligt (IRENA) 7,7 miljoner arbetsplatser i världen. Dessa stödsystem är konstant i behov av uppföljning och uppdatering eftersom branschen för förnybar energi utvecklas fortfarande med hög fart. De mest relevanta förändringarna som orsakar behov för uppdatering av stödsystemen är för tillfället att kostnaden för att producera förnybar energi har minskat med hög fart och att kostnaden börjar närma sig nätparitet. Nätparitet är den situation då kostnaden för att producera elektricitet (LCOE) blir lägre än elektricitetens marknadspris. För att fortsätta stöda utbyggnaden av förnybar energiproduktion på ett kostnadseffektivt sätt bör stödmekanismerna vara dynamiska. Stödmekanismerna måste vara tillräckligt adaptiva för varierande situationer för att fortsätta vara den stödande faktor som ger den stabilitet och attraktion till investeringar inom branschen och som investerarna är i behov av för att våga göra investeringar i förnybar energiproduktion. I dagens läge har de ovannämnda förändringarna inom branschen orsakat att antalet länder som väljer att övergå till stödmekanismer baserade på anbudsförfarande ökar. År 2005 hade endast 6 länder valt denna typ av stödmekanism när antalet år 2015 hade ökat till 60 länder. (IRENA; CEM, 2015)

5.2 Stödsystemet i Tyskland

År 1991 startades det tyska stödprogrammet för vindenergin. Lagen om inmatning av el i elnätet Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) krävde att elnätet köper vindproducerad el av vindelsproducenterna för ett pris som var 90 % av medeltalet på elens marknadspris för de senaste två åren. Detta pris som elnätet betalade för elen kallas för inmatningstariff och

utlovades till vindelsproducenterna för en period på 20 år. (Hitaj;Schymura;& Löschel, 2014).

Stromeinspeisungsgesetz ersattes år 2000 av lagen om förnybara energikällor, Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Denna lag har uppdaterats ett flertal gånger sedan dess. Dels för att styra utbyggnaden av de olika produktionsmetoderna av förnybar energi och dels för att styra stödets kostnadseffektivitet. Lagen ändrade på stödsystemet och stödet var i fortsättningen inte mera bundet till marknadspriset. Detta gjordes för att det varierande marknadspriset minskade på bankernas villighet att investera i vindenergin. Den nya inmatningstariffen baserade sig på en fast tariff som varierade enligt produktionsmetod. Varje produktionsmetod fick en egen tariffnivå som utbetalas i 20 års tid. Tariffen för vindel blev 8,4 cent/kWh. År 2002 infördes en årlig minskning på tariffpriset och för vindelens del blev det 1,5 %.

I samband med att EEG uppdaterades år 2009 ökade tariffen för vindel till 9,2 cent/kWh för de fem första åren, med en årlig minskning på 1 %, varefter den sjunker till 5,02 cent/kWh. I samma uppdatering infördes alternativet för producenterna att få stöd enligt en marknadspremie istället och producenterna kunde hädanefter också själv sälja antingen hela sin produktion eller en del av den på marknaden. Storleken på premien baserade sig på den använda tariffens nivå. År 2012 ökade man för de nya producenternas del på procenten för årliga minskningen på tariffen från 1 % till 1,5 %. Tariffen var på nivån 8,93 cent/kWh år 2012. (Salo, 2015, ss. 51-60)

Tabell 6 Tabell för Stödtariffer i Tyskland

Stödtariffer för vindenergi (Onshore) i Tyskland 1991-2019				
	År	20 år frammåt € Cent/kWh		
StrEG 1990	1991	8,49		
	1992	8,45		
	1993	8,47		
	1994	8,66		
	1995	8,84		
	1996	8,80		
	1997	8,77		
	1998	8,58		
	1999	8,45		
		Första 5 åren € Cent/kWh	20 år framåt € Cent/kWh	Årlig minskning i %, enligt produktionens start år.
EEG 2000	2000	9,10	6,19	
	2001	9,10	6,19	
	2002	8,96	6,10	1,50 %
	2003	8,83	6,01	1,50 %
EEG 2004	2004	8,70	5,50	2 %
	2005	8,53	5,39	2 %
	2006	8,36	5,28	2 %
	2007	8,19	5,17	2 %
	2008	8,03	5,07	2 %
EEG 2009	2009	9,20	5,02	1 %
	2010	9,11	4,97	1 %
	2011	9,02	4,92	1 %
EEG 2012	2012	8,93	4,87	1 %
	2013	8,84	4,82	1,50 %
	2014	8,75	4,77	1,50 %
	2015	8,66	4,73	1,50 %
	2016	8,58	4,68	1,50 %
EEG 2017	2017	Stöd baserat på anbudsförfarande sedan 2017		
	2018			
	2019			

Tabellen ovan visar den utbetalda tariffen i cent/kWh enligt det år då stöd har beviljats.

Tabell modifierad enligt: (Hitaj;Schymura;& Löscher, 2014, s. 5), (International Energy Agency, 2016)

Det är möjligt att få en förlängning på den femåriga tidsperioden för det större tariffpriset. Ifall den förväntade produktionen är mindre än 150 % av referensvärdet för vindturbinmodellen enligt ett referensvärde för turbinmodellen. Tidsperioden för det större stödet kan förlängas med 2 månader för varje 0,75 % enhet som den förväntade produktionen understiger 150 % ända fram till en nedre gräns på 60 %. (Hitaj;Schymura;& Löscher, 2014, s. 4)

Fördelar med EEG:s tariffsystem jämfört med ett premiesystem baserat på anbudsförfarande är att det krävs mycket mindre statlig inblandning i projekten som genomförs och att produktionen inte enbart hamnar i de största aktörernas händer på grund av att de har största potential att ge det billigaste anbudet. Situationer där endast de största aktörerna har en chans att vinna tenderar med tiden förhindra innovationen inom en bransch. En minskande innovation minskar också på strävandet att minska på kostnader i produktionen. En annan fördel med EEG är att inte enbart den billigaste energikällan gynnas av stödet och därför skulle förvränga energimixen, förstöra utvecklingen av de olika energikällorna och förstöra möjligheterna för att dessa skall bli billigare i framtiden. (Neiva de Figueiredo & Guillén, 2014, ss. 98-99). I en rapport som analyserade EU kommissionens riktlinjer för produktionsstöd till vindkraftsprojekt inom EU:s inre marknad säger Talus att produktionsstöd baserade på inmatningstariff inte rakt ut förbjuds av kommissionen, men att stödsystem baserade på inmatningspremier prefereras (Talus, 2015).

5.2.1 Premiesystem baserat på anbudsförfarande i Tyskland

EEG uppdaterades år 2017 och enligt den förnyade lagen skall Tyskland fram till 2020 utföra ett 3 års pilotprojekt med premiesystem baserat på anbudsförfarande angående produktionsstöd för vindenergi och solenergi. Projektet kommer att testa hur ett icke-teknologispecifikt anbudsförfarande kommer att fungera och vilka effekter det möjligtvis kommer att ha. En produktion på 400 megawatt per år kommer att auktioneras ut under två anbudsronder med 200 megawatt per rond (German Federal Ministry for Economic affairs and Energy, 2017).

Med EEG 2017 ändrades stödsystemet för vindenergin så att alla nya vindelsprojekt skall tilldelas stöd baserat på anbudsförfarande. Anbudsronder hålls enligt förhand bestämda datum och auktionerna innehåller planenlig volym som auktionsobjekt för varje rond. (Allen & Overy, 2016)

Anbudssantalet av vindkraftsprojekt under de 3 senaste anbudsomgångarna i Tyskland har varit lågt och den totala mängden produktion som varit objekt för tävlan har inte uppfyllts. Detta har berott på att processen för att få bygglov har varit långsam. Nya områden planerade för vindkraftsbyggen har också motvilligt givits ut av förbundsstaterna. Medelpriset i de tre senaste anbudsomgångarna har varit 57 €/MWh i maj 2018, 63 €/MWh i oktober 2018 och 61 €/MWh i februari 2019. Enligt Giles Dickson, VD för organisationen WindEurope, orsakar den långsamma processen för att få bygglov och förbundsstaternas motvillighet att identifiera nya områden tillägnade vindkraftsprojekt en onödigt hög prisnivå. (WindEurope asbl/vzw, 2019)

6 Forskningsmetod, validitet och reliabilitet

6.1 Kvalitativa och kvantitativa metoder

Valet mellan kvalitativ och kvantitativ metod görs enligt sättet hur forskningsresultatet kommer att analyseras. I en kvantitativ undersökning analyseras resultaten med siffror och i en kvalitativ undersökning är resultaten beskrivbara med ord. (Eliasson, 2013, s. 21) I en kvalitativ forskning går man mera in på djupet för att kunna förklara fenomen och i en kvantitativ forskning arbetar man med insamlad information som skall vara valid och skall kunna generaliseras. Ämnesområdet och dess komplexitet påverkar också valet av metod. (Olsson & Sörensen, 2007, s. 36)

Skillnader mellan kvalitativ och kvantitativ metod kan vara t.ex. att den kvantitativa metoden har intresse av åtskilda variabler och information omvandlas till siffror som sedan kan användas till statistiska analyser när den kvalitativa metoden har intresse för sammanhang och strukturer som man sedan försöker tolka och förklara mer eller mindre utan siffror. (Holme & Solvang, 1997, ss. 76,78)

För detta examensarbete har jag valt en kvantitativ metod eftersom siffror kommer att användas i uträkningarna och resultaten kommer att presenteras och jämföras i siffror.

6.2 Validitet, replikerbarhet och reliabilitet

Reliabilitet, replikerbarhet och validitet är alla begrepp som används när man bedömer resultatet i en företagsekonomisk forskning. Reliabilitet berättar om hur pålitliga resultat som har nåtts med forskningen d.v.s. om hur resultatet skulle kunna variera ifall samma undersökning skulle upprepas på nytt. Replikerbarhet handlar om hur noga

forskningsprocessen har dokumenterats och hur exakt samma forskning skulle kunna replikeras av en annan forskare. Detaljmängden i beskrivningen av tillvägagångssätt påverkar alltså replikerbarhet av forskningsresultat. Validiteten handlar om huruvida forskningsresultaten är generaliserbara och huruvida orsakssamband är tillförlitliga samt hur pålitlig och representativ den använda informationen är för användningssyftet. (Bryman & Bell, 2013, ss. 62-64)

Den data som presenteras i arbetets empiriska del har till största del avhämtats från internationella rapporter producerade av internationella organisationer inom vindenergibranschen eller den förnybara energin. De kostnadssiffror som presenteras i rapporterna är grovt estimerade medeltal baserade på varierande uppsättningar av i underökningarna medverkande vindkraftsprojekt. Den landenliga statistikens datamängd är större för Tyskland del eftersom vindkraftsbranschen är längre utvecklad i Tyskland och för att mängden vindkraftsprojekt också är avsevärt större för Tysklands del.

Den önskade vindkapacitetsstatistiken för Finlands del var inte tillgänglig, utan måste sammanställas från realiserade vindkraftsprojekts estimerade produktion. För Tysklands del fanns det tillgång till vindkapacitetsstatistik.

I detta arbete användes LCOE kalkylen för att mäta och jämföra produktionskostnader för elektricitet. Kalkylen är ett mätinstrument avsätt för detta ändamål.

7 Resultatredovisning

I detta kapitel kommer produktionskostnaden för vindproducerad elektricitet i Finland och Tyskland att granskas enligt den data som presenterats i tidigare kapitel. Den första undersökningsfrågan besvaras i redovisningen för produktionskostnadens jämförelse. I kapitlet kommer också stödsystemen att granskas. Den andra undersökningsfrågan besvaras i sektionen som granskar stödsystemen i Finland och Tyskland.

7.1 Jämförelse av produktionskostnad (LCOE) för nya vindkraftsprojekt år 2017 i Finland och tyskland

För att räkna ut produktionskostnaden för vindkraftsproducerad elektricitet användes i detta arbete LCOE formeln. För uträkningen behövde man veta investeringskostnaden, de årliga drifts- och underhållskostnaderna, räntefaktorn (WACC), antalet fullasttimmar per år, storleken på vindparken (antal MW) och vindturbinernas ekonomiska livslängd.

Uträkningarna i detta arbete simulerades för en lika stora imaginär vindpark både för Finlands och Tysklands del. Storleken för parkerna valdes enligt tio 3,3 MW turbiner för vindparkerna. Resten av faktorerna i uträkningen representerar medelvärden enligt land för året 2017.

Tabell 7. Tabell över parametrar för simulering av LCOE uträkning

	Finland	Tyskland
Effekt (MW)	33	33
Investeringskostnad (€/kW)	1500	1700
Total.investeringskostnad (Milj.€)	48,5	54,5
Drifts- och underhållskostnader (€/kW/år)	37,5	51
Ekonomisk Livslängd (år)	25	25
WACC (%)	6,5	4
Fullasttimmar (timmar/år)	3100	2365
Årlig elproduktion (GWh)	102,3	78

I tabellen ovan presenteras de värden som användes i uträkningen av LCOE i denna undersökning.

Då man räknar ut produktionskostnaden enligt de i tabellen ovan presenterade värdena får man som resultat att produktionskostnaden för Finland är 51,77 €/MWh och för Tyskland 67,58 €/MWh. Enligt resultatet är produktionskostnaden i Finland 15,81 euro billigare för varje producerad MWh, vilket berättar om en betydlig skillnad i produktionskostnaden mellan länderna.

7.2 Sensitivitetsanalys för produktionskostnader

De faktorer förutom den ekonomiska livslängden som påverkar LCOE är kapacitetsfaktorn (antalet fullasttimmar), totala kostnaden för installerad kapacitet (investeringskostnaden), kostnaden för tillgång till kapital (WACC) och kostnaden för drift och underhåll. (IRENA, 2018, s. 110)

Dessa ovannämnda faktorernas påverkan på LCOE enligt land kan presenteras på ett visuellt sätt med hjälp av grafer som visar produktionskostnadens sensitivitet enligt förändring i ifrågavarande faktorvärde. Eftersom varje vindkraftsprojekt är unikt och därför är det troligt att kostnaderna och de andra faktorerna som påverkar produktionskostnaden varierar en hel del mellan olika projekt.

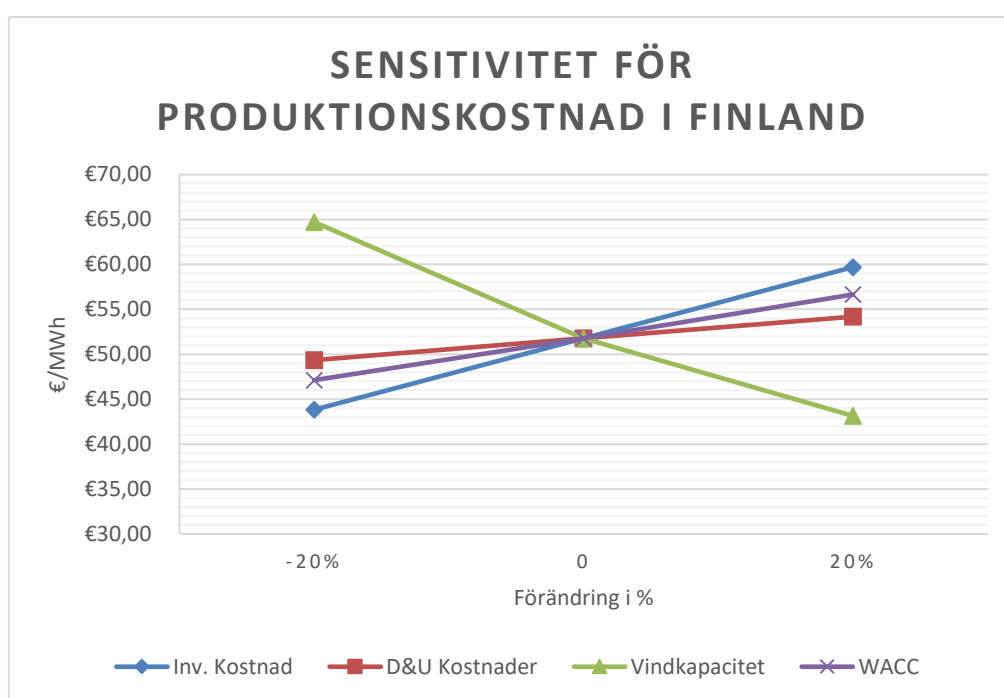
7.2.1 Sensitivitetsanalys för produktionskostnad i Finland och Tyskland

Grafen nedan visar hur produktionskostnaden (LCOE) i Finland förändras enligt en +20 %, 0 % och -20 % förändring i investeringskostnaden, drift & underhållskostnaden, vindkapaciteten eller i ränteprocenten. Tabellen nedan presenterar de värden som använts i uträkningen.

Tabell 8. Värden för Sensitivitetsanaly Finland

Förändring	0 %	20 %	-20 %
Effekt (MW)	33,00	33,00	33,00
Investeringskostnad (€/kW)	1500,00	1800,00	1200,00
Total investeringskostnad (Milj.€)	48,50	58,20	38,80
Drifts- och underhållskostnader (€/kW/år)	37,50	45,00	30,00
Ekonomisk Livslängd (år)	25,00	25,00	25,00
WACC (%)	6,50	7,80	5,20
Fullasttimmar (timmar/år)	3100,00	3720,00	2480,00
Årlig elproduktion (MWh)	102300,00	122760,00	81840,00

Tabellen ovan visar de värden som använts för uträkning av förändring i LCOE för Tyskland enligt +/-20 % och det ursprungliga värdet för 0 % förändring.



Figur 11. Sensitivitetsanalys för produktionskostnad i Finland

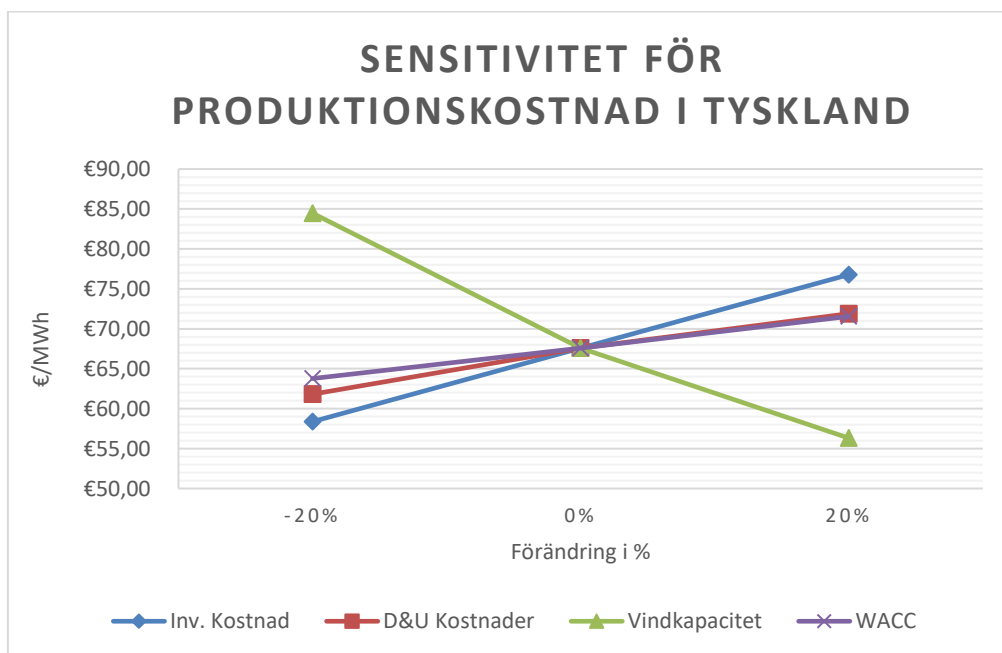
Från figuren ovan kan avläsas att för Finlands del påverkas produktionskostnaden mest av en förändring i vindkapaciteten, d.v.s. att de lokala vindförhållandena vid vindparken har en stor påverkan på produktionskostnaden. Den till följande mest påverkande faktorn för produktionskostnaden är investeringskostnaden och på tredje plats ränteprocenten. De årliga drifts- och underhållskostnaderna påverkar produktionskostnaden minst.

Grafen nedan visar för Tysklands del hur produktionskostnaden (LCOE) förändras enligt en +20 %, 0 % och -20 % förändring i investeringskostnaden, drift & underhållskostnaden, vindkapaciteten eller i ränteprocenten. Tabellen nedan presenterar de värden som använts i uträkningen.

Tabell 9. Värden för Sensitivitetsanaly Tyskland

Förändring	0 %	20 %	-20 %
Effekt (MW)	33,00	33,00	33,00
Investeringskostnad (€/kW)	1700,00	2040,00	1360,00
Total investeringskostnad (Milj.€)	54,50	65,40	43,60
Drifts- och underhållskostnader (€/kW/år)	51,00	61,20	40,80
Ekonomisk Livslängd (år)	25,00	25,00	25,00
WACC (%)	4,00	4,80	3,20
Fullasttimmar (timmar/år)	2365,00	2838,00	1892,00
Årlig elproduktion (MWh)	78045,00	93654,00	62436,00

Tabellen ovan visar de värden som använts för uträkning av förändring i LCOE för Tyskland enligt +/-20 % och det ursprungliga värdet för 0 % förändring.



Figur 12. Sensitivitetsanalys för produktionskostnad i Tyskland

Från figuren ovan kan avläsas att det också för Tysklands del är vindkapaciteten som påverkar produktionskostnaden mest. Faktorn som står för näst största påverkan är investeringskostnaden och som tredje mest påverkande är det till skillnad från Finland drifts och underhållskostnaden. Faktorn som orsakade minst förändring i produktionskostnaden är ränteprocenten.

7.3 Skillnader i kostnader före produktionsstart

Enligt den statistik som presenterats i detta arbete var den totala investeringskostnaden för vindkraftsprojekt i Finland ca 200 € lägre per installerad kW än i Tyskland. Samma skillnad i % är ca 13 %.

7.3.1 Anslutning till elnät

Kostnaden för att ansluta produktionen till elnätet var billigare i Tyskland för att majoriteten av kostnaderna för att ansluta ett vindkraftverk till elnätet har överförts till elnätsoperatören enligt lagbestämmelser. Denna kostnad var i Tyskland ca 5 % av den totala investeringskostnaden och i Finland antogs den vara ca 11 %-14 %.

7.3.2 Finansiella kostnader

Kostnaden för kapital i vindkraftsprojekt var billigare i Tyskland. Tyskland hade en vägd medelkostnad på kapital som var mellan 3,5 % och 4,5 % och till skillnad från Finland som hade en vägd medelkostnad på mellan 6 % och 7 %.

7.4 Skillnader i kostnader under produktionsskedet

De totala drifts-, och underhållskostnaderna var mindre i Finland. Enligt statistiken som presenteras i detta arbete var dessa kostnader i medeltal för Finland ca 30-40€/kW/år. Enligt statistiken var motsvarande totalkostnad för Tyskland ca 51€/kW/år.

7.4.1 Fastighetsbeskattning

Skillnaden mellan Finland och Tyskland i hur vindturbiner beskattas var att det i Tyskland inte ännu hade införts en fastighetsskatt på vindturbiner när vindturbiner i Finland beskattas som kraftverk. Som övregräns för skattesats för kraftverk i Finland var 3,10 % av ett återanskaffningsvärde som motsvarar 75 % av totala byggkostnaderna.

7.4.2 Nedläggning och bortskaffande efter produktion

Kostnaden för nedläggning och bortskaffande av vindkraftsanläggningar kostade i Tyskland enligt data presenterad i detta arbete ca 0,45 €/MWh. Ingen data hittades för Finlands del.

7.5 Jämförelse av intäkter och lönsamhet

För att jämföra intäkter användes faktorerna i den tidigare presenterade tabellen. För uträkningar användes den ekonomiska livslängden för vindturbinerna som var 25 år. I jämförelsen användes resultatet för produktionskostnaden för Finland och Tyskland. Den genomsnittliga vinsten för en producerad megawattimme räknades ut enligt hur mycket stöd som betalats ut och inkomsterna enligt elens marknadspris. I uträkningarna utgicks det ifrån att elens marknadspris var över 30€/MWh under vindparkens hela ekonomiska livslängd.

För Finlands del räknades resultatet enligt 12 års utbetalning av 83,50€/MWh i stöd och efter detta en intäkt på 37€/MWh enligt elens marknadspris. Marknadspriset är enligt den prognos som presenterades i kapitlet som presenterade elmarknaden.

Som resultat blev det för Finlands del en total intäkt på 59,32€/MWh.

Den tidigare uträknade produktionskostnaden var 51,77€/MWh. Enligt dessa förhållanden skulle den genomsnittliga investeringen i ett vindkraftsprojekt i Finland år 2017 vara lönsam. Eftersom gränsen för lönsamhet är en intäkt som motsvarar det uträknade LCOE värdet skulle detta resultat ge en vinst på 7,55 €/MWh.

För Tysklands del räknades resultatet ut enligt samma princip som för Finlands del. Enligt stödsystemet i Tyskland, för en produktion som startade år 2016 räknades resultatet enligt följande. För de första 5 åren utbetalas 85,80€/MWh i stöd och för de följande 15 åren utbetalas 46,80€/MWh i stöd och därefter i 5 års tid 37€/MWh enligt ett antagande att elens marknadspris skulle vara på samma nivå som i Finland.

Resultatet för Tysklands del blev en intäkt på 52,64 €/MWh.

Eftersom LCOE kostnaden för Tyskland i denna undersökning blev 67,58 €/MWh, skulle inte en investering vara lönsam. Resultatet för uträkningen av intäkt per MWh för Tyskland är dock inte generaliserbar eftersom den estimerade produktionen borde bli jämförd med referensvärdet för vindturbinmodellen och de lokala vindförhållandena. Denna jämförelse med referensvärde bestämmer ifall vindkraftsprojektet beviljas det högre stödet 85,80

€/MWh under en längre tidsperiod än den vanliga 5 års perioden. Det höjda stödbeloppet kan högst beviljas för längden av hela stödperioden som är 20 år.

8 Diskussion och slutsatser

I detta kapitel diskuteras till en början resultaten på för forskningsfrågorna i en resultatdiskussion. Efter resultatdiskussion följer arbetets slutsatser och förslag på fortsatt forskning.

8.1 Resultatdiskussion

Syftet med detta examensarbete är att ta reda på i vilket av länderna Finland och Tyskland det är billigare att producera elektricitet med vindkraft samt att jämföra eventuella skillnader i olika produktionskostnader. Syftet är också att jämföra lönsamheten enligt vindkraftens statliga stödsystem i länderna.

8.1.1 Produktionskostnader

Som följande diskuteras den första forskningsfrågan: I vilket av länderna Finland och Tyskland är det billigare att producera vindkraft?

Forskningsresultatet visar att produktionskostnaden i medeltal, för att producera en megawattimme av elektricitet är billigare i Finland. I uträkningarna användes värden som representerade kostnadsnivåer och teknik för året 2017. Resultatet var i sig inte en överraskning eftersom de rapporter som använts som källor för information i detta arbete redan pekade mot detta resultat.

Resultatet för medelkostnaden för att producera en megawattimme elektricitet i Finland och Tyskland faller inom ramarna för lägsta och högsta produktionskostnad för båda ländernas del enligt de värden som presenteras i internationella rapporter.

Resultaten för uträkningarna av produktionskostnad kan dock inte anses vara generaliserbara eftersom den data som använts för uträkningarna var i sin helhet mycket grova estimeringar av investeringskostnader, drifts,- och underhållskostnader och vindresurser.

8.1.2 Skillnaderna i de olika produktionskostnaderna

Nationella skillnader i olika kostnader hittades. Dessa skillnader var orsakade enligt politiska beslut. Kostnaden för att ansluta produktionen till elnätet var mindre för producentens del i Tyskland eftersom kostnaden för anslutningen hade överförts till nätoperatören med lagstiftningen. Ingen fastighetsbeskattning har införts för vindturbiner i Tyskland tillsvidare till skillnad från Finland där vindturbiner antingen beskattas som kraftverk eller fastigheter.

8.1.3 Jämförelse av lönsamhet

Till följande en diskussion om resultat för den andra forskningsfrågan: I vilket av länderna Finland och Tyskland är lönsamheten inom vindkraftsproduktion bättre?

Produktionskostnaden för elektricitet jämfördes landsvis med de uppgifter på inkomster som kan fås från de nationella stödsystemen och från elmarknaden.

Det gick inte att komma till ett resultat för jämförelse av lönsamhet. Detta berodde på att det inte gick att räkna ut ett medelvärde för inkomst från stödsystemet i Tyskland. Detta berodde på att tidsperioden för den högre summan av stöd varierar enligt ett referensvärde enligt turbinmodell och område i Tyskland. Ifall referensvärden skulle ha använts skulle uträkningar ha baserats på en specifik modell av vindturbin och för ett specifikt område i Tyskland. Då skulle det inte längre ha varit frågan om ett medelvärde som kunde ha använts till jämförelse av lönsamhet landsvis.

8.2 Slutsatser

Syftet med examensarbetet var att jämföra produktionskostnaden för vindkraftsproducerad elektricitet i Finland och Tyskland år 2017 samt att jämföra lönsamheten för vindkraftsproduktionen i länderna. Syftet var också att hitta och beskriva skillnader i olika produktionskostnader mellan länderna. Produktionskostnaden jämfördes med hjälp av LCOE-formeln. Skillnader mellan de kostnaderna för vindkraftsprojekt hittades och presenterades.

I den empiriska delen presenterade även vindkraftsbranschens utveckling ur ett historiskt perspektiv. De nationella stödmodellernas utveckling med tiden presenterades och vindkraftskapacitetens utveckling presenterades samtidigt. Den tyska stödmodellen för vindenergi var mycket mer avancerad och invecklad jämfört med den finska modellen. Detta

för att vindresurserna i Tyskland inte räcker till att bygga varje vindpark vid ett område med gynnsamma vindförhållanden för energiproduktion.

De lokala reglerande vindförhållandena presenterades för att få en bild om skillnader mellan länderna. Varje vindkraftsprojekt är unikt och påverkas av de lokala förhållandena. Den totala produktionskostnadens nivå i vindkraftsprojekt på land i Tyskland påverkas mycket av de lokala vindförhållandena.

9 Förslag på fortsatt forskning

Det som påverkade resultatet i denna undersökning mest var att en jämförelse av vindkraftens produktionskostnader mellan två länder var en mycket arbetskrävande process. Området för undersökning borde ha avgränsats mera för att få mera generaliserbara resultat. Att jämföra både produktionskostnader mellan länder och dessutom jämföra lönsamhet med stödmodeller gör att en undersökning dras åt för många håll för att till slut kunna nå generella slutsatser med en skälig arbetsmängd.

Som förslag på fortsatt forskning kunde en jämförelse av faktorer som höjer eller alternativt sänker ett projekts kostnader jämföras mellan länder. I detta fall skulle ett resultat bli mera generaliserbart då endast kostnader i en enda av kostnadsvariationerna skulle vara inräknad.

Ett annat alternativ för att jämföra kostnader för vindkraftsproduktion skulle vara att jämföra projekt inom områden med matchande vindresurser. I detta fall skulle en variabel med stor påverkan på den totala produktionskostnaden uteslutas ur jämförelsen och kostnader skulle vara lättare jämförbara.

10 Källor

- Afework, B., G., L., Hanania, J., & Donev, J. (2018). *Levelized cost of energy*. Retrieved October 10, 2018, from Energyeducation:
https://energyeducation.ca/encyclopedia/Levelized_cost_of_energy
- Allen & Overy. (2016). *The German Renewable Energy Act 2017 – An overview for foreign investors/banks*. Hämtat från www.allenoverly.com:
<http://www.allenoverly.com/SiteCollectionDocuments/The%20German%20Renewable%20Energy%20Act%202017%20%E2%80%93%20An%20overview%20for%20foreign%20investors%20banks.pdf> den 12 December 2018
- Appunn, K., Bieler, F., & Wettengel, J. (2018). *Germany's energy consumption and power mix in charts*. Clean Energy Wire. Hämtat från
<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-energy-consumption-and-power-mix-charts> den 17 December 2018
- Arbets- och näringsministeriet. (2018). *UUSIUTUVAN SÄHKÖN TUOTANNON KILPAILUTUS TOTEUTUU SYKSYLLÄ*. Hämtat från Työ- ja elinkeinoministeriö:
https://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/uusiutuvan-sahkon-tuotannon-kilpailutus-toteutuu-syksylla?_101_INSTANCE_Ocg4pelPPCDJ_languageId=sv_SE den 28 Oktober 2018
- Blanco, M. I. (2008). The economics of wind energy. *Elsevier*. Retrieved October 30, 2018, from <http://anakena.dcc.uchile.cl/~mnmonsal/sdarticle03.pdf>
- Bloomberg NEF. (2018). *2H 2017 Wind Turbine Price Index*. Retrieved November 30, 2018, from Bloomberg NEF | Bloomberg Finance L.P.:
<https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>
- Bryman, A., & Bell, E. (2013). *Företagsekonomiska forskningsmetoder*. Stockholm: Liber AB.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2017). *Renewable Energy Sources Act (EEG 2017)*. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Hämtat från
https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D3 den 27 November 2018
- Bundesverband Windenergie. (den 3 oktober 2018). *BWE Bundesverband windenergie*. Hämtat från <https://www.wind-energie.de/english/statistics/international-statistics/>
- Carlson, M. (2014). *Att arbeta med företagsanalys: Analysmetoder för att upptäcka varningssignaler och styra mot uppställda mål*. Stockholm: Liber AB.
- Clean Energy Wire. (2018). *German state Mecklenburg-Western Pomerania proposes real estate tax for renewables*. Hämtat från www.cleanenergywire.org:
<https://www.cleanenergywire.org/news/new-ministers-give-first-energiewende-and-climate-mission-statements/german-state-mecklenburg->

western-pomerania-proposes-real-estate-tax-renewables den 12 December 2018

- Diacore. (2016). *News & Events*. Retrieved November 1, 2018, from Diacore: <http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final%20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf>
- Earthscan Ltd. (2010). *Renewable Energy in Europe: Markets ,trends and technologies. Second edition.* . London: Earthscan.
- EEX. (2019). Hämtat från <https://www.eex.com/en/>: <https://www.eex.com/en/> den 9 Januari 2019
- Eliasson, A. (2013). *Kvantitativ metod från början*. Lund: Studentlitteratur Ab.
- Energiavirasto. (den 17 Oktober 2018). *Företag och Privatpersoner*. Hämtat från Energiavirasto: <https://www.energiavirasto.fi/sv/sahkonhinnan-osatekijat>
- Energiavirasto. (2019). *Syöttötariffin voimalaitokset*. Hämtat från energiavirasto: <https://tuotantotuki.emvi.fi/Installations> den 21 februari 2019
- Eurostat. (2018). Electricity prices by type of user. Hämtat från <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=ten00117&language=en> den 17 Oktober 2018
- EWEA. (2009). *The Economics of Wind Energy: A report by the European Wind Energy Association*. Danmark/Storbritannien: European Wind Energy Association.
- Fingrid. (2018). *maksut*. Hämtat från www.fingrid.fi: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkon-liittymismaksut-2018.pdf>
- Finlands Bank. (2019). *Prisstabilitet*. Hämtat från Suomen Pankki: <https://www.suomenpankki.fi/fi/rahopolitiikka/hintavakaus/> den 1 April 2019
- Finlex .(u.å.) Lag om stöd till produktion av el från förnybara energikällor 1396/2010. hämtat oktober 2018, från <https://www.finlex.fi/sv/laki/alkup/2010/20101396>
- Fraunhofer ISE. (den 22 Januari 2019). *Prices*. Hämtat från www.energy-charts.de: https://www.energy-charts.de/price_avg.htm?price=nominal&period=annual&year=all
- German Federal Ministry for Economic affairs and Energy. (2017). *Strategy paper by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy : Joint auctions for wind and solar installations*. Retrieved 31 October, 2018, from [ttps://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/eeg-2017-joint-auctions-for-wind-solar-installations.pdf?__blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/eeg-2017-joint-auctions-for-wind-solar-installations.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Hitaj, C., Schymura, M., & Löschel, A. (2014). The Impact of a Feed-In Tariff on Wind Power Development in Germany. ZEW Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, Centre for European Economic Research. Retrieved Oktober 5, 2018, from <https://ub-madoc.bib.uni-mannheim.de/36868/1/dp14035.pdf>

- Hokka, N. (2017). *Tuulivoiman oppiminen ja teknologinen kehitys*. Espoo: Aalto-yliopisto. Hämtat från https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/28001/master_Hokka_Niklas_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y den 15 Februari 2019
- Hokka, N. (2018). *Teknologinen oppiminen laskenut tuulivoiman tuotantokustannuksia*. Hämtat från Tuulivoimalehti: <http://www.tuulivoimalehti.fi/aiheet/teknologinen-oppiminen-laskenut-tuulivoiman-tuotantokustannuksia.html> den 1 April 2019
- Holme, I. M., & Solvang, B. K. (1997). *Forskningsmetodik: Om kvalitativa och kvantitativa metoder*. Lund: Studentlitteratur.
- Inflation.eu. (den 1 April 2019). *Historic inflation*. Hämtat från Inflation.eu: <https://www.inflation.eu/inflation-rates/historic-cpi-inflation.aspx>
- International Energy Agency. (2016). *Polcies and Measures*. Retrieved October 31, 2018, from International Energy Agency: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-145053-en.php>
- International Energy Agency. (2017). *IEA WIND TCP: 2016 Annual report*. IEA Wind. Hämtat från <https://community.ieawind.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=cb9ce73f-c1fb-e738-bd46-c6a9bba2f1f1&forceDialog=1> den 7 Mars 2019
- Investopedia. (den 18 9 2018). *Investopedia*. Hämtat från Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/r/returnnonequity.asp>
- Investopedia. (den 25 September 2018). *Investopedia*. Hämtat från Investopedia: <https://www.investopedia.com/terms/e/ebit.asp>
- IRENA. (2012). *Publications*. Hämtat från www.irena.org: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf den 8 Februari 2019
- IRENA. (2012). *Renewable Energy Cost Analysis: Wind Power*. International Renewable Energy Agency. Hämtat från Publications: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf den 8 Februari 2019
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency .
- IRENA; CEM. (2015). *Renewable Energy Auctions – A Guide to design*. Hämtat från http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design_2015.pdf den 9 November 2018
- KFW . (2018). *Energy efficiency, corporate environmental protection and renewable energies*. Hämtat från www.kfw.de: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/index-2.html> den 20 December 2018

- Koistinen, A. (2018). *Yle uutiset*. Hämtat från www.yle.fi: <https://yle.fi/uutiset/3-10353562> den 31 Januari 2019
- Kommunförbundet. (2017). *Fastighetsskatten för vindkraftverk ändras år 2018*. Hämtat från www.kommunforbundet.fi: <https://www.kommunforbundet.fi/aktuellt/2017/fastighetsskatten-vindkraftverk-andras-2018> den 11 December 2018
- Kujala, S., Pitsinki, J., Rautakivi, M., & Rätty, A. (2018). *Puhallus, Tuulivoimalla Menestykseen*. Wärtsilä corporation.
- Laaksonen, L. (2017). *Energiatekniikan kandidaatintyö: Tuulivoiman tuotantokustannukset*. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Hämtat från http://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143735/kandidaatintyo_laaksonen_lauri.pdf?sequence=2&isAllowed=y den 21 februari 2019
- Lindroos, T. J., Soimakallio, S., & Savolainen, I. (2012). *Arvioita uusiutuvan energian lisäämisen vaikutuksista Suomen kasvihuonekaasupäästöihin ja kansantalouteen*. Espoo: VTT. Hämtat från <https://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2012/T11.pdf> den Oktober 28 2018
- Lütkehus, I., & Salecker. (2013). *Onshore Wind Energy Potential in Germany*. Hämtat från www.dewi.de: https://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_43/05.pdf den 17 December 2018
- Melero, J., Muskulus, M., & Smolka, U. (2016). *1st Joint Industry Workshop. AWESOME - Advanced Wind Energy Systems Operation and Maintenance Expertise*, Berlin. Hämtat från AWESOME-Advanced Wind Energy Systems Operation and Maintenance Expertise: http://awesome-h2020.eu/wp-content/uploads/2017/04/AWESOME_1st-Joint-Industry-Workshop-scientific-report.pdf den 12 December 2018
- Neiva de Figueiredo, J., & Guillén, M. (2014). *Green Power: Perspectives on sustainable electricity generation*. Boca Raton: Taylor & Francis Group.
- Nord Pool. (2019). Hämtat från Nord Pool: <https://www.nordpoolgroup.com/> den 9 Januari 2019
- Nordpool. (den 22 Januari 2019). *Marketdata*. Hämtat från [Noordpoolgroup.com](http://nordpoolgroup.com): <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>
- Olsson, H., & Sörensen, S. (2007). *Forskningsprocessen: Kvalitativa och kvantitativa perspektiv*. Stockholm: Liber Ab.
- Organisation for Economic Co-operation and Development/IEA & NEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition*. France: Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency & Nuclear Energy Agency. Hämtat från <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf> den 14 March 2019

- OX2. (2018). *OX2 rakentaa Pohjoismaiden suurimman ilman tukia toteutettavan tuulivoimahankkeen Suomeen*. Hämtat från www.ox2.com:
<https://www.ox2.com/fi/ox2-rakentaa-pohjoismaiden-suurimman-ilman-tukia-toteutettavan-tuulivoimahankkeen-suomeen/> den 10 December 2018
- Pasonen, J. (2019). *Tuulivoiman tuki romahti sadasta eurosta liki nollaan uudessa kilpailutuksessa*. Hämtat från Maaseudun tulevaisuus:
<https://www.maaseuduntulevaisuus.fi/talous/artikkeli-1.403865> den 1 April 2019
- Pfaffel, S., Berkhout, V., Faulstich, S., Kühn, P., Linke, K., Lyndig, P., & Rotkhegel, R. (2012). *Wind Energy Report Germany 2011*. Kassel, Germany: IWES. Hämtat från
windmonitor.iese.fraunhofer.de/opencms/sites/windmonitor/img/Wind_energy_report_2011.pdf den 17 December 2018
- Pitkäranta, T. (2015). *Tuulivoimalatekniikan kehityksen vaikutus syöttötariffin tasoon*. Hifian Oy. Hämtat från
<https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/JulkaisuMetatieto/Documents/EDK-2015-AK-10738.pdf> den 20 Mars 2019
- Pöyry Management Consulting Oy. (2017). *Tarjouskilpailuun perustuva tuotantotuki :Raportti työ- ja elinkeinoministeriölle*. Hämtat från www.eduskunta.fi:
<https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/JulkaisuMetatieto/Dokument/EDK-2017-AK-158215.pdf> den 19 December 2018
- Runsten, M., & Johansson, S.-E. (2017). *Företagets lönsamhet finansiering och tillväxt: Mål samband och mätmetoder*. Lund: Studentlitteratur AB.
- Salo, M. (2015). *Energiakäänne, Saksan ja Suomen energiapoliittiset valinnat*. Helsinki: Vihreä Sivistysliitto ry.
- Skattemyndigheten. (2017). *Värdering av vindkraftverk och deras byggplatser vid fastighetsbeskattningen*. Hämtat från www.vero.fi:
https://www.vero.fi/sv/Detaljerade_skatteanvisningar/anvisningar/48501/vardering-av-vindkraftverk-och-deras-byggplatser-vid-fastighetsbeskattningen den 11 December 2018
- Suomen Pankki. (den 1 April 2019). *Rahapolitiikka*. Hämtat från Suomen Pankki:
<https://www.suomenpankki.fi/fi/rahapolitiikka/hintavakaus/>
- Suomen tuulivoimayhdistys. (den November 28 2018). *Rahoitussuunnittelu*. Hämtat från Suomen Tuulivoimayhdistys: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimahanke/rahoitussuunnittelu>
- Suomen Tuulivoimayhdistys. (den 4 Oktober 2018). *Suomen tuulivoimayhdistys*. Hämtat från <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietopankki-tiiviisti-tarkeista-kysymyksista/pitkaaikainen-sahkonostosopimus>
- Suomen Tuulivoimayhdistys. (2019). *Tiedotteet*. Hämtat från Suomen Tuulivoimayhdistys:
https://www.tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/4294/suomi_voi

si_yli_kolminkertaistaa_tuulivoimakapasiteettinsa_lyhyessa_ajassa den 6 Mars 2019

Suomen Tuulivoimayhdistys Ry. (2017). *Julkaisut ja tutkimukset*. Hämtat från Suomen Tuulivoimayhdistys: http://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/931-Voimalakoot_2017_final_15_2_pptx.pdf den 1 November 2018

Suomen tuulivoimayhdistys Ry. (2018). *Tuulienergiapotentiaali*. Hämtat från www.tuulivoimayhdistys.fi: www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/miksi-tuulivoimaa/tuulienergiapotentiaali den 14 December 2018

Suomen Tuulivoimayhdistys Ry. (2019). *Investoinnit*. Hämtat från Suomen Tuulivoimayhdistys: <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/taloudellisuus/investoinnit> den Mars 27 2019

Talus, K. (2015). *TUULIVOIMAN INVESTOINTI- JA TUOTANTOTUKI*. Energiategollisuus ry. Hämtat från https://energia.fi/files/613/Talus_Lausunto_Energiatuki_20151023.pdf den 31 Oktober 2018

Taylor, D. (2012). Wind energy. i G. Boyle (Red.), *Renewable energy, Power for a sustainable future* (3 uppl.). Oxford: Oxford university press.

Thalman, E., & Wehrmann, B. (den 26 Oktober 2018). *what german households pay for power*. Hämtat från Clean energy wire: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>

Tuulivoimayhdistys. (den 9 oktober 2018). *Tuulivoimayhdistys*. Hämtat från <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietopankki-tiiviisti-tarkeista-kysymyksista/tuotantotuen-kilpailutus>

Työ- ja elinkeinoministeriö, Ilmatieteenlaitos och Motiva Oy. (2010). *Suomen tuuliatlas, Yhteenvetoraportti*. Hämtat från www.tuuliatlas.fi: www.tuuliatlas.fi/linked/fi/Tuuliatlas_yhteenvetoraportti.pdf den 18 December 2018

Veronmaksajat. (2018). *Kiinteistövero*. Hämtat från www.veronmaksajat.fi: <https://veronmaksajat.fi/luvut/Tilastot/Kunnat/Kiinteistövero/> den 11 December 2018

WindEurope asbl/vzw. (2019). *German onshore wind auction under-subscribed*. Hämtat från WindEurope: <https://windeurope.org/newsroom/news/german-onshore-wind-auction-under-subscribed/> den 30 mars 2019

Wizelius, T. (2007). *Vindkraft i teori och praktik*. Lund: Studentlitteratur Ab.

Wizelius, T. (2015). *Vindkraft i teori och praktik*. Lund: Studentlitteratur Ab.

Yle. (2018). *Uutiset*. Hämtat från www.yle.fi: <https://yle.fi/uutiset/3-10397696> den 10 December 2018

Ympäristöministeriö. (2016). *Ympäristöhallinnon ohjeita 5/2016: Tuulivoimarakentamisen suunnittelu, Päivitys 2016*. Helsinki:
Ympäristöministeriö. Hämtat från VALTO valtioneuvoston julkaisuarkisto:
http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79057/OH_5_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y den 27 November 2018

Bilaga 1. Uppgifter om till inmatningstariffsystemet godkända kraftverk 1.1.2017-31.12.2017

Tyhjennä hakuehdot Hae voimalat

Hakutuloksia löytyi 21

Näkyvät kentät 11 saraketta

Voimalaitos	Voimalaitostyyppi	Sähköntuottaja	Kunta	Verkonhaltija	Nimellisteho (kVA)	Arvioitu vuosituotanto (MWh/a)	Tukimäärä (€)	Tuotanto pl. omakäyttö (MWh)	Tukeen oikeutettu tuotanto (MWh)	Hyväksymispäätöksen pvm	
Ajos retrofit	Tuulivoimalaitos	Ajos Wind Oy	Kemi	Fingrid Oyj	38 356,00	127 285,00	6 248 496,99	161 937,67	161 937,67	23.8.2017	<input type="checkbox"/>
Lakiakangas 1	Tuulivoimalaitos	CPC Lakiakangas 1 Oy	Isojoki, Karijoki	Fingrid Oyj	8 046,00	23 920,00	1 630 897,96	40 749,08	40 749,08	19.4.2017	<input type="checkbox"/>
Metsälän tuulivoimapuisto	Tuulivoimalaitos	EPV Tuulivoima Oy	Kristinankaupunki	EPV Alueverkko Oy	142 643,60	525 967,00	11 028 519,39	302 779,78	302 779,78	6.10.2017	<input type="checkbox"/>
Paskoonharju 1	Tuulivoimalaitos	EPV Tuulivoima Oy	Teuva	Caruna Oy	7 356,30	31 376,00	1 185 654,21	32 784,72	32 784,72	24.11.2017	<input type="checkbox"/>
Jeppo Windfarm	Tuulivoimalaitos	FP Lux Wind Primus Oy	Uusikaarlepyy	Herrfors	8 046,00	25 450,00	1 390 476,88	35 640,42	35 640,42	21.8.2017	<input type="checkbox"/>
Haukineva Windfarm	Tuulivoimalaitos	FP Lux Wind Primus Oy	Jalasjärvi	Caruna Oy	8 046,00	21 000,00	1 356 013,42	34 813,57	34 813,57	21.8.2017	<input type="checkbox"/>
Vihreäsaari retrofit (vanha)	Tuulivoimalaitos	FP Lux Wind Primus Oy	Oulu	Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy	4 195,00	10 500,00	468 745,13	11 965,55	11 965,55	21.8.2017	<input type="checkbox"/>
Ratipera	Tuulivoimalaitos	FP Lux Wind Ratipera Oy	Jämijärvi	Caruna Oy	30 900,00	96 190,44	3 876 764,45	106 801,44	106 801,44	24.10.2017	<input type="checkbox"/>
Haapajärven Savinevan Tuulivoima	Tuulivoimalaitos	Haapajärven Savinevan Tuulivoima Oy	Haapajärvi	Elenia Oy	28 161,00	78 400,00	2 403 812,67	65 263,86	65 263,86	6.10.2017	<input type="checkbox"/>
Karhuseen tuulivoimapuisto	Tuulivoimalaitos	Huikku Tuulivoima Oy	Kristinankaupunki	PVO Lämpövoima Oy	4 195,00	12 944,00	560 059,27	15 436,67	15 436,67	28.11.2017	<input type="checkbox"/>
Voimalaitos 1, 2, 3	Tuulivoimalaitos	Ilmatar Leppävirta Oy	Leppävirta	Savon Voima Verkko Oy	12 068,97	37 960,00	1 396 296,42	38 259,82	38 259,82	13.10.2017	<input type="checkbox"/>
Kiivaara-Peuraavaan tuulivoimapuisto 2a	Tuulivoimalaitos	Kiivaara-Peuraavaan Tuulipuisto 2A Ky	Suomussalmi	Caruna Oy	21 300,00	71 295,00	3 552 921,67	90 887,53	90 887,53	9.8.2017	<input type="checkbox"/>
Kiivaara-Peuraavaan tuulivoimapuisto 3	Tuulivoimalaitos	Kiivaara-Peuraavaan Tuulipuisto 2B Ky	Hyrynsalmi	Caruna Oy	37 763,00	124 068,00	5 018 140,44	136 904,11	136 904,11	13.10.2017	<input type="checkbox"/>
LW Jouttikallio	Tuulivoimalaitos	Kyryttö Energy Oy	Lapua	Elenia Oy	4 789,00	13 463,00	453 665,33	12 917,27	12 917,27	22.12.2017	<input type="checkbox"/>
MUNTILA ENERGIA	Tuulivoimalaitos	Muntilan Tuulivoima Oy	Uusikaupunki	Caruna Oy	10 299,00	29 182,00	1 272 291,18	35 140,44	35 140,44	17.11.2017	<input type="checkbox"/>
Annankangas T1-T10	Tuulivoimalaitos	Suomen Hyötytuuli Oy	Raahe	Elenia Oy	40 230,00	117 800,00	6 991 785,60	179 896,88	179 896,88	18.8.2017	<input type="checkbox"/>
Tahkoluoto T1-T10	Tuulivoimalaitos	Suomen Hyötytuuli Oy	Pori	Pori Energia Sähköverkot Oy	48 300,00	156 400,00	9 589 033,00	246 577,65	246 577,65	28.8.2017	<input type="checkbox"/>
TW Sarvankangas 1	Tuulivoimalaitos	Tuuliwatti Oy	Raahe	Elenia Oy	56 322,00	144 476,00	9 772 009,33	253 800,09	253 800,09	8.5.2017	<input type="checkbox"/>
TW Onkalo 2	Tuulivoimalaitos	Tuuliwatti Oy	Simo	Fingrid Oyj	12 069,00	36 238,00	2 243 457,01	56 328,80	56 328,80	21.4.2017	<input type="checkbox"/>
Yksipihlajan tuulivoimapuisto	Tuulivoimalaitos	Yksipihlaja Wind Oy	Kokkola	KENET Oy	16 156,00	55 299,00	1 780 687,28	50 558,70	50 558,70	4.12.2017	<input type="checkbox"/>
NA4CHP	Metsähakevoimalaitos, ei-kaasutinpremio	Turun Seudun Energiantuotanto Oy	Naantali	Fingrid Oyj	178 890,00	437 352,00	1 555 772,43	377 801,00	163 414,35	25.8.2017	<input type="checkbox"/>
					718 131,87	2 176 565,44	73 775 500,06	2 287 245,05	2 072 858,40		

Vertaa Vie lista Excelliin Tulosta

<https://tuotantotuki.emvi.fi/Installations> (11.06.2019)